

ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«УРИХТАУ ОПЕРЕЙТИНГ»

АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Государственная лицензия №02177Р

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор
ТОО «Урихтау Оперейтинг»
_____ Таспихов А.С.

«_____» _____ 2021 г.

ПРОЕКТ

Отчет о возможных воздействиях

**к проекту «Дополнение к Проекту пробной эксплуатации
месторождения Восточный Урихтау»**

Договор №10//3/2021 от 05.01.2021г.

Директор Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»:


Р.Н. УТЕЕВ

Заместитель директора филиала
по производству:

А.Г. ГАБДУЛЛИН

г. Атырау, 2022 г

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность	Подпись	Ф.И.О.
Руководитель службы		Исмаганбетова Г.Х.
Ведущий инженер		Суйнешова К.А.
Ведущий инженер		Султанова А.Р.
Старший инженер		Умарова Н.Ж.
Старший инженер		Бекмагамбетова Г.Г.
Старший инженер		Кобжасарова М.Ж.
Инженер		Сыздыкова А.М.
Отв. исполнитель проекта Ведущий инженер		Абир М.К.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
1 ОБЗОР РЕГЛАМЕНТИРУЮЩИХ ДОКУМЕНТОВ И ПРОЦЕДУР	9
2. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ.....	11
2.1 ЦЕЛЕВОЕ НАЗНАЧЕНИЕ РАБОТЫ	11
2.2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	15
2.3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ	26
2.4 ТРЕБОВАНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМЕ СБОРА И ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН.....	28
2.5 САНИТАРНО-БЫТОВЫЕ УСЛОВИЯ ДЛЯ РАБОТНИКОВ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ	31
3 СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ТЕРРИТОРИЙ	34
3.1 СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА	34
4 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.....	37
4.1 ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ.....	37
4.2 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА	38
4.3 ПОВЕРХНОСТНЫЕ И ПОДЗЕМНЫЕ ВОДЫ	41
4.5 ПОЧВЕННЫЙ ПОКРОВ.....	48
4.6 РАСТИТЕЛЬНЫЙ ПОКРОВ	49
4.7 ЖИВОТНЫЙ МИР	49
5 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	51
5.1 ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ.....	51
5.1.1 Стационарные источники загрязнения.....	56
5.1.2 Передвижные источники загрязнения	59
5.2 РАСЧЕТ РАССЕИВАНИЯ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ.....	61
5.3 ОБОСНОВАНИЕ РАЗМЕРА САНИТАРНО-ЗАЩИТНОЙ ЗОНЫ	63
5.4 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО УСТАНОВЛЕНИЮ ПРЕДЕЛЬНО-ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ ПДВ	63
5.5. МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ	71
5.6 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКОВ ФИЗИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ	72
5.7 ВОДОСНАБЖЕНИЕ И ВОДООТВЕДЕНИЕ.....	73
5.8 ОТХОДЫ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ	75
5.9 ВОЗДЕЙСТВИЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ.....	84
5.10 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРОМЫШЛЕННЫМИ ОТХОДАМИ	85
5.11 РЕКУЛЬТИВАЦИЯ ЗЕМЕЛЬ.....	85
6 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	87
6.1 Оценка воздействия на качество атмосферного воздуха	88
6.2 Оценка воздействия на поверхностные и подземные воды	90
6.3 ФАКТОРЫ НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГЕОЛОГИЧЕСКУЮ СРЕДУ	93
6.4 Оценка воздействия на почвенный покров.....	94
6.5 Оценка воздействия на растительность	96
6.7 РАДИАЦИОННАЯ ОБСТАНОВКА	100
6.8 ФИЗИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ	100
6.9 Оценка воздействия на социально-экономическую среду.....	102
6.10 Состояние здоровья населения	103
6.11 Охрана памятников истории и культуры.....	103
6.12 Мероприятия по предотвращению, локализации и ликвидации возможных аварийных ситуаций	104
6.13 Оценка воздействия на особо охраняемые территории.....	105
7 АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ	107

7.1 Мероприятия по предотвращению, локализации и ликвидации возможных аварийных ситуаций	107
8 ПРОГРАММА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА.....	110
8.1 Мониторинг состояния промышленных площадок при бурении скважин.....	111
8.2 Мониторинг состояния технологического оборудования.....	111
8.3 Мониторинг состояния и размещения отходов	111
8.4 Мониторинг состояния биосферы	111
8.5 Оборудование и методы проведения мониторинга	112
8.6 Контроль в области охраны окружающей среды.....	113
9 ЗАЯВЛЕНИЕ О НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ К НИР «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОСТОЧНЫЙ УРИХТАУ»	114
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	132

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 2.1- Характеристика основного фонда скважин по месторождению.....	27
Таблица 2.2 - Характеристика основных показателей пробной эксплуатации по отбору нефти и жидкости по месторождению	27
Таблица 2.3 - Баланс добычи и распределения сырого газа.....	30
Таблица 3.1- Основные показатели работы промышленности по Мугалжарскому району	35
Таблица 3.2 - Сельское хозяйство Актюбинской области.....	35
Таблица 4.1 - Общая климатическая характеристика	37
Таблица 4.2 - Среднемесячная и годовая температура воздуха (градус С).....	37
Таблица 4.3 - Средние месячные и среднегодовые скорости ветра, м/сек	37
Таблица 4.4- Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей.....	37
Таблица 4.5 - Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ за 2021г.....	39
Таблица 4.6 - Результаты мониторинга поверхностных вод за 2021г.....	41
Таблица 4.7 - Результаты мониторинга подземных вод за 2021г	43
Таблица 5.1- Рекомендуемые конструкции проектируемой скважины	52
Таблица 5.2 - Продолжительность строительства скважин глубиной 4250м.....	52
Таблица 5.3 – Предварительный качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при СМР, бурении и освоении скважин глубиной 4250м (по первому варианту без спуска хвостовика).....	57
Таблица 5.4 – Предварительный качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при СМР, бурении и освоении скважин глубиной 4250м (по второму варианту со спуском хвостовика).....	57
Таблица 5.5 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2021г.....	58
Таблица 5.6 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2022г	58
Таблица 5.7 – Предварительный качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2023г.....	59
Таблица 5.8 – Количественный и качественный состав выбросов вредных веществ при строительстве скважин проектной глубиной 4250м (по первому варианту)	60
Таблица 5.9 – Количественный и качественный состав выбросов вредных веществ при строительстве скважин проектной глубиной 4250м (по второму варианту).....	60
Таблица 5.10 – Количественный и качественный состав выбросов вредных веществ при эксплуатации на 2021-2023гг	61
Таблица 5.11 - Метеорологические характеристики и коэффициент, определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере	61
Таблица 5.12 - Размеры СЗЗ	63
Таблица 5.13 - Перечень предельно-допустимых выбросов ЗВ в атмосферу при строительстве скважин проектной глубиной 4250м по первому варианту без спуска хвостовика	63
Таблица 5.14 - Перечень предельно-допустимых выбросов ЗВ в атмосферу при строительстве скважин проектной глубиной 4250м по второму варианту со спуском хвостовика	64
Таблица 5.15 - Перечень предельно-допустимых выбросов ЗВ в атмосферу при пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау на 2021г	65
Таблица 5.16 - Предварительный перечень предельно-допустимых выбросов ЗВ в атмосферу при пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау на 2022г	65
Таблица 5.17 - Предварительный перечень предельно-допустимых выбросов ЗВ в атмосферу при пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау на 2023г	65

Таблица 5.18 – Расчет критериев опасности (КОВ _i) при строительстве 1 скважины проектной глубиной 4250м по первому варианту без спуска хвостовика.....	67
Таблица 5.19 – Расчет критериев опасности (КОВ _i) при строительстве 1 скважины проектной глубиной 4250м по второму варианту со спуском хвостовика.....	68
Таблица 5.20 – Расчет критериев опасности (КОВ _i) при пробной эксплуатации месторождения в 2021г.....	69
Таблица 5.21 - Расчет критериев опасности (КОВ _i) при пробной эксплуатации месторождения в 2022г.....	69
Таблица 5.22 – Расчет критериев опасности (КОВ _i) при пробной эксплуатации месторождения в 2023г.....	70
Таблица 5.23 - Категория опасности.....	71
Таблица 5.24 – Период контроля.....	71
Таблица 5.25 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин глубиной 4250м без хвостовика.....	73
Таблица 5.26 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин глубиной 4250м с хвостовиком.....	73
Таблица 5.27 - Баланс водопотребления и водоотведения при пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау.....	74
Таблица 5.28 - Предварительный расчет расхода воды при строительстве скважин глубиной 4250м без хвостовика.....	74
Таблица 5.29 - Предварительный расчет расхода воды при строительстве скважин глубиной 4250м с хвостовиком.....	74
Таблица 5.30 - Объем выбуренной породы при строительстве скважин глубиной 4250м по первому варианту без хвостовика.....	76
Таблица 5.31 - Объем выбуренной породы при строительстве скважин глубиной 4250м по второму варианту со спуском хвостовика.....	77
Таблица 5.32 - Образование коммунальных отходов при планируемых работах.....	78
Таблица 5.33 - Образование промасленной ветоши при планируемых работах.....	78
Таблица 5.34 - Образование отработанных аккумуляторов при планируемых работах.....	79
Таблица 5.35 – Лимиты накопления отходов год при строительстве скважин глубиной 4250м на месторождения Восточный Урихтау по первому варианту без спуска хвостовика.....	79
Таблица 5.36 – Лимиты накопления отходов год при строительстве скважин глубиной 4250м на месторождения Восточный Урихтау по второму варианту со спуском хвостовика.....	80
Таблица 5.37 – Лимиты накопления отходов год при пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау на 2021-2023гг.	80
Таблица 5.38 – Лимиты захоронения отходов при строительстве скважин глубиной 4250м на месторождения Восточный Урихтау по первому варианту без спуска хвостовика.....	81
Таблица 5.39 – Лимиты захоронения отходов при строительстве скважин глубиной 4250м на месторождения Восточный Урихтау по второму варианту со спуском хвостовика.....	82
Таблица 5.40 – Лимиты захоронения отходов при пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау на 2021-2023гг.	83

ВВЕДЕНИЕ

«Отчет о возможных воздействиях» к проекту «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау» разработан в процессе оценки воздействия на окружающую среду намечаемой деятельности в соответствии с требованиями нормативно-правовых актов Республики Казахстан:

- Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.

- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 26 октября 2021 года № 424 О внесении изменений в приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 «Об утверждении Инструкции по организации и проведению экологической оценки»

Основанием для составления отчета о возможных воздействиях является Договор, заключенный между ТОО «Урихтау Оперейтинг» и Филиалом «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» - Государственная лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области ООС (№02177Р от 18 марта 2020г).

Отчет о возможных воздействиях разработана в соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан и иными нормативными правовыми актами Республики Казахстан.

Целью проведения данной работы является определение экологических и иных последствий вариантов принимаемых управленческих и хозяйственных решений, разработки рекомендаций по оздоровлению окружающей среды, предотвращению уничтожения, деградации, повреждения и истощения естественных экологических систем и природных ресурсов.

Отчет оформлен в соответствии с Инструкцией по организации и проведению экологической оценки (Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 26.10.2021г №424).

Рассматриваемый материал включает в себя:

- краткое описание намечаемой деятельности, данные о местоположении и условиях землепользования;
- сведения об окружающей и социально-экономической среде;
- возможные виды воздействия намечаемой деятельности на окружающую среду;
- анализ изменений окружающей и социально-экономической среды в процессе реализации вариантов намечаемой деятельности;
- комплексную оценку ожидаемых изменений окружающей среды в результате производственной деятельности на лицензионном участке;
- природоохранные мероприятия по снижению антропогенной нагрузки на окружающую среду.

Юридические адреса:***Заказчик:***

***030006, г. Актобе
пр. Абилкайыр хана 10,
ТОО «Урихтау Оперейтинг»
тел: (7132) 74 41 14
факс: (7132) 74 41 71***

Исполнитель:

***060011, г. Атырау, мкр. Нурсая,
проспект Елорда, строительство 10
Атырауский Филиал
ТОО «КМГ Инжиниринг»
тел:(7122)305404***

1 ОБЗОР РЕГЛАМЕНТИРУЮЩИХ ДОКУМЕНТОВ И ПРОЦЕДУР

Законодательство Республики Казахстан ориентировано на переход от ресурсных отношений к отношениям, направленным на рациональное природопользование, одним из главных компонентов которого является сохранение качества окружающей среды. Сохранение качества окружающей среды зависит от уровня рационального использования ее составных частей – природных ресурсов. Поэтому экологическая направленность нормативной деятельности государства позволяет объединить и систематизировать многочисленные правовые акты, затрагивающие различные аспекты взаимоотношений общества и природы.

Формирование законодательства РК осуществляется в соответствии с основными экологическими принципами. Развитие экологического законодательства, степень кодификации и систематизации его на сегодняшний день сформировали в системе действующего права Республики Казахстан комплексную интегрированную отрасль – экологическое право.

Процедура осуществления оценки воздействия на окружающую среду регулируется широким кругом законодательных актов, обеспечивающих рациональное использование и охрану окружающей среды на территории Республики Казахстан, которые приведены ниже.

Основой природоохранного законодательства является Конституция, которая провозглашает: земли, недра, воды, растительный и животный мир, находятся исключительно в государственной собственности. Охрана окружающей среды – одна из общегосударственных задач республики.

Экологический кодекс (ЭК) Республики Казахстан является основным законодательным документом Республики Казахстан в области охраны окружающей среды.

Настоящий Кодекс регулирует отношения в области охраны, восстановления и сохранения окружающей среды, использования и воспроизводства природных ресурсов при осуществлении хозяйственной и иной деятельности, связанной с использованием природных ресурсов и воздействием на окружающую среду, в пределах территории Республики Казахстан.

Экологический кодекс определяет правовые, экономические и социальные основы охраны окружающей среды в интересах благополучия населения. Он призван обеспечить защиту прав человека на благоприятную для его жизни и здоровья окружающую природную среду. Экономические и социальные основы охраны окружающей природной среды в интересах настоящего и будущих поколений, отражены в Экологическом Кодексе, и направлены на организацию рационального природопользования.

В случае противоречия между настоящим Кодексом и иными законами Республики Казахстан, содержащими нормы, регулирующие отношения в области охраны окружающей среды, применяются положения Экологического Кодекса.

Ниже приводится перечень других нормативно-правовых материалов, действующих в Республике Казахстан, исполнение которых обязательно для любого природопользователя, независимо от формы собственности, поскольку призвано обеспечить экологически безопасную хозяйственную деятельность:

Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 года, №481-ІІ ЗРК является законодательным документом Республики Казахстан в области водопользования и охраны водного фонда, водоснабжения и водоотведения для сохранения и улучшения жизненных условий населения и окружающей среды. Водное законодательство Республики Казахстан регулирует отношения в области использования и охраны водного фонда, управления водным фондом и водохозяйственными системами, водоснабжения и водоотведения, проведения гидромелиоративных работ и работ по безопасности водохозяйственных систем и сооружений и иные водные отношения;

– *Кодекс Республики Казахстан (Налоговый кодекс)* «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» от 25 декабря 2017 года № 120-VI ЗРК. Настоящий Кодекс регулирует властные отношения по установлению, введению и порядку исчисления

и уплаты налогов и других обязательных платежей в бюджет, а также отношения между государством и налогоплательщиком (налоговым агентом), связанные с исполнением налогового обязательства;

– **Кодекс Республики Казахстан «Об административных правонарушениях»** от 5 июля 2014 года № 235-V ЗРК. Основанием административной ответственности является совершение деяния, содержащего все признаки состава правонарушения, предусмотренного в особенной части настоящего Кодекса;

– **Гражданский кодекс** Республики Казахстан (Особенная часть) от 1 июля 1999 года, №409-1 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 12.01.2022г);

– **Уголовный кодекс Республики Казахстан** от 3 июля 2014 года № 226-V (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.03.2022 г.).

Задачами настоящего Кодекса являются:

- защита прав, свобод и законных интересов человека и гражданина, собственности;
- прав и законных интересов организаций, общественного порядка и безопасности, окружающей среды, конституционного строя и территориальной целостности Республики Казахстан, охраняемых законом интересов общества и государства от преступных посягательств;

- охрана мира и безопасности человечества, а также предупреждение преступлений.

Для осуществления этих задач настоящий Кодекс устанавливает основания уголовной ответственности, определяет, какие опасные для личности, общества или государства деяния являются преступлениями, устанавливает наказания и иные меры уголовно-правового воздействия за их совершение;

– **Кодекс Республики Казахстан «О здоровье народа и системе здравоохранения»** от 7 июля 2020 года № 360-VI. Настоящий Кодекс регулирует общественные отношения в области здравоохранения в целях реализации конституционного права граждан на охрану здоровья;

– **Кодекс Республики Казахстан «О недрах и недропользовании»** от 27 декабря 2017 года №125-VI. Данным актом установлены общие экологические требования и специальные требования к деятельности по использованию и охране недр;

– **Закон Республики Казахстан «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира»** от 9 июля 2004 года №593-П. Данным законом установлены требования по охране животного мира при проектировании, строительстве, эксплуатации хозяйственных объектов;

– **Закон Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях»** от 7 июля 2006 года №175-III ЗРК. Настоящий Закон регулирует общественные отношения по созданию, расширению, охране, восстановлению, устойчивому использованию и управлению особо охраняемыми природными территориями и объектами государственного природно-заповедного фонда, представляющими особую экологическую, научную, историко-культурную и рекреационную ценность, а также являющимися компонентом национальной, региональной и мировой экологической сети;

– **Закон Республики Казахстан от 23 апреля 1998 года №219-1 «О радиационной безопасности населения»**. Настоящий Закон регулирует общественные отношения в области обеспечения радиационной безопасности населения, в целях охраны его здоровья от вредного воздействия ионизирующего излучения.

2. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМЫХ РАБОТ

2.1 Целевое назначение работы

Нефтегазоконденсатное месторождение Урихтау открыто в 1983г параметрической скважиной П-4. В результате последующих поисково-разведочных работ в подсолевых отложениях данного поднятия была установлена продуктивность только верхней карбонатной толщи КТ-I, запасы которого были подсчитаны и поставлены на Государственный баланс в 1988г. При этом необходимо отметить, что признаки нефтегазоносности в то время были отмечены и в толще КТ- II.

На сегодня продуктивность обеих толщ доказана на месторождении результатами бурения скважин, и выполнена оперативная оценка запасов УВ по толще КТ- II в 2012г. и пересчет запасов по толще КТ-I – в 2014г.

Кроме Урихтау, в восточной прибортовой зоне Прикаспийской впадины, открыты такие месторождения, как Жанажол, Кенкияк подсолевой, Северная Трува, Алибекмола и Кожасай, в связи с чем исследуемый район является перспективным для нефтепоисковых работ.

В 2010г в пределах геологического отвода месторождения Урихтау и прилегающей территории были проведены 3Д сейсмические работы на площади 155 кв.км (100кв.км – полная кратность). Выполненными работами было доизучено геологическое строение месторождения Урихтау, а также выявлено наличие положительных структур на юге и востоке от месторождения Урихтау. На наличие этих положительных структур указывали и результаты сейсморазведочных работ 2Д, проведенные в рассматриваемом районе в 1985г.

С учетом появления дополнительной информации (ВСП, бурение разведочных скважин) в конце 2012г. был выполнен отчет по переобработке и переинтерпретации сейсмического материала 3Д.

В 2012г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» выполнило «Проект поисковых работ на участке Урихтау (Восточный Урихтау и Южный Урихтау)», которым предусматривалось бурение двух поисковых скважин на участке Южный Урихтау (ЮУ-1, ЮУ-2) и двух поисковых скважин на участке Восточный Урихтау (ВУ-1, ВУ-2), а также проведение сейсморазведочных работ 3Д на этих участках. Из запланированного объема были пробурены две независимые скважины ВУ-1 и ЮУ-1.

В 2014г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» выполнило «Дополнение к Проекту поисковых работ на участке Урихтау (Восточный Урихтау и Южный Урихтау)», в рамках которого планировалось проведение сейсмических работ объемом 250 кв.км.

В период 2014-2015гг на контрактной территории была проведена 3Д сейсморазведка в объеме полнократных 234 кв.км с охватом всей площади геологического отвода 239,95 кв.км.

В 2015-2016гг ТОО «PGS Kazakhstan» проведена обработка и интерпретация сейсмических данных 3Д. В результате интерпретации полученных материалов были построены уточненные структурные карты по отражающим горизонтам R (кровля девона), П₂ (КТ-II), МКТ, П_{2с} (КТ-I), П₁.

В 2016г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» выполнило «Дополнение №2 к Проекту поисковых работ на участке Урихтау (Восточный Урихтау и Южный Урихтау)», целью которого являлся перенос сроков бурения скважин ВУ-2 и ЮУ-2.

Первооткрывательницей месторождения Восточный Урихтау является скважина ВУ-1, где при испытании КТ-II в 2015 году в интервалах 4105-4111м, 4115-4122м, 4125-4133м получен приток газа в объеме 10480 м³/сут, нефти 1,5 м³/сут и воды 6,14 м³/сут.

Также в 2016г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» выполнило «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Восточный Урихтау» (ОПЗ-2016).

В 2017г ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» выполнило «Проект оценочных работ на месторождении Восточный Урихтау», разработанный на период разведки для оценки,

включающий бурение оценочной скважины ВУ-2 с целью подтверждения промышленной продуктивности залежей углеводородов месторождения Восточный Урихтау, утвержденный ЦКРР РК (Протокол №87 от 27.07.2017г).

В соответствии с протокольными решениями ЦКРР РК в 2018г была пробурена новая скважина ВУ-2. Основной целью бурения скважины ВУ-2 на месторождении Восточный Урихтау является изучение геологического строения и перспектив нефтегазоносности карбонатных толщ. В скважине проведен полный комплекс геофизических исследований, ГТИ и газовый каротаж, испытания, отбор и исследования керна, пластовых флюидов.

В новой скважине ВУ-2 были отобраны 4 глубинные пробы, по которым были выполнены следующие виды исследований: стандартная сепарация, дифференциальное разгазирование, ступенчатая сепарация, определение компонентного состава выделившегося газа, разгазированной и пластовой нефти, определение давления насыщения пластовой нефти и вязкости разгазированной нефти при различных температурах.

С учетом новых проб, на дату составления отчета, пластовая нефть месторождения исследована на основе 6 глубинных проб, а свойства нефти в поверхностных условиях изучены по 8 пробам.

В новой скважине был отобран керн с проведением стандартных и специальных исследований. Всего пройдено 503,03 м со 100% выносом керна. Общее количество образцов отобранных и проанализированных по разрезу составило 491 единицу, для оценки трещиноватости породы был отобран 31 кубический образец.

Всего по пробуренным скважинам с отбором керна пройдено 1089,04м, вынос керна составил 1018,36м или 93,5% от проходки. Проанализировано 970 образцов керна.

В скважине ВУ-2 проведено испытание 8 объектов, в т.ч. пластов КТ-I-A, КТ-I-B, КТ-II-3-1, которые ранее не были опробованы в скважине ВУ-1.

На основе новых геолого-промысловых данных, полученных по результатам бурения скважины ВУ-2, подтвердившей промышленную продуктивность месторождения, был выполнен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Восточный Урихтау» по состоянию на 31.03.2019г (ОПЗ-2019).

В 2019г филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» «Каспиймунайгаз» выполнен отчет «Проект пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау», утвержденный ЦКРР РК (Протокол №13/19 от 12-13.09.2019г), в рамках которого определены сроки проведения пробной эксплуатации (01.11.2019-31.10.2022гг), объемы бурения добывающих скважин, виды и количество исследований по определению режима работы добывающих скважин и уточнению геологической характеристики месторождения.

20 декабря 2019 года ТОО «Урихтау Оперейтинг» направило в Министерство энергетики РК обращение о намерении продления периода разведки для оценки. По итогам рассмотрения на заседании Экспертной комиссии по вопросам недропользования Министерства энергетики РК компетентным органом принято решение в соответствии с пунктом 33 статьи 278 Кодекса РК «О недрах и недропользовании» выдать разрешение ТОО «Урихтау Оперейтинг» на продление периода разведки для оценки месторождений Урихтау, Южный Урихтау и пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау по Контракту №2882 от 05.12.2008г до 31.12.2022г (исх.письмо МЭ РК № 11-07/Эк-218//Эк-267 от 15.01.2020г).

Освоение скважин ВУ-1 и ВУ-2, запланированное на ноябрь 2019г, не было произведено, сроки ввода месторождения в пробную эксплуатацию были перенесены по следующим причинам:

1. Отсутствие поставщиков по оказанию услуг соляно-кислотной обработки скважин при проведении тендерных процедур по определению поставщиков услуг для расконсервации и освоения скважин ВУ-1 и ВУ-2.

2. Продолжительные расчеты, связанные с необходимостью определения вариантов (в том числе проведение переговоров с АО «СНПС-Актобемунайгаз») по путям транспортировки для подготовки продукции скважин месторождения Восточный Урихтау, а также с необходимостью разработки и утверждения проектно-сметной документации (ПСД) по строительству нефтепровода и газопровода.

3. Незавершенность строительства объектов транспортировки и подготовки нефти и газа.

Таким образом, исходя из фактически сложившейся ситуации на месторождении, и вышеобозначенных причин, работы по расконсервации и освоению скважин ВУ-1 и ВУ-2 были проведены в период 03.03.2020-19.11.2020гг. Работы по расконсервации и освоению скважин заняли продолжительное время. На скважинах ВУ-1 и ВУ-2 были проведены работы по разбурке изоляционных мостов над объектами испытания горизонта КТ-I и изоляции пластов горизонта КТ-I, путем закачки цементного раствора в интервалы перфораций. Проведены работы по разбурке изоляционных мостов над объектами испытания на горизонте КТ-II. В продуктивных горизонтах скважины ВУ-1 проведены работы по дополнительной перфорации, работам по соляно-кислотной обработке и очистке скважинной продукции.

По завершению работ по обустройству скважин и завершению строительных и пуско-наладочных работ на ДНС 27.11.2020 г скважины ВУ-1 и ВУ-2 запущены в работу.

Скважины ВУ-1 и ВУ-2 работают через АГЗУ на ДНС, на которой скважинная продукция проходит трехступенчатую сепарацию, и уже сырая разгазированная нефть направляется через нефтепровод на ЦПНГ Алибекмола, а попутный газ сжигается на факелах. В 2021 году проведен комплекс промысловых исследований на скважинах ВУ-1 и ВУ-2.

Наступление форс-мажорных обстоятельств в 2020 году, связанных с пандемией коронавируса COVID-19 в Республике Казахстан, повлияли на сроки строительных работ по расширению ДНС Урихтау, а также на сроки работ по строительству газопровода ДНС Урихтау – Кожасай ТОО «Gas Processing Company», что в свою очередь повлияло на сроки бурения опережающих скважин ВУ-3 и ВУ-4, что также повлияло на выполнение показателей по добыче в 2021 году.

В текущее время идет строительство газопровода протяженностью 32,2 км, ожидаемое завершение работ 4 квартал 2021 года.

В период пробной эксплуатации до 2023 года планируется провести комплекс промысловых исследовательских работ для оценки фильтрационных и энергетических характеристик пласта, добычных возможностей скважин. Для перехода на этап промышленной разработки месторождения необходимо уточнить геологическое строение месторождения, провести подсчет запасов УВС. С целью качественной разработки проектов необходимо создание достоверной геолого-гидродинамической модели месторождения, в связи с этим, в 2021–2023 годах планируется накопить промысловые геолого-геофизические данные о месторождении.

23 февраля 2021 года ТОО «Урихтау Оперейтинг» обратилось в Компетентный орган о выдаче разрешения на продление периода разведки в связи с наступлением форс-мажорных обстоятельств в 2020 году, связанных с пандемией коронавируса COVID-19 в Республике Казахстан.

По итогам рассмотрения на заседании экспертной комиссии по вопросам недропользования при МЭ РК (протокол заседания ЭК №9/4 от 02.04.2021г. и протокол № 20/3 МЭ РК от 09.07.2021г.) согласовано продление периода разведки на 5 месяцев.

Компетентным органом подписано Дополнение №15 от 23.11.2021 года к Контракту №2882 от 05.12.2008 года на продление периода разведки до 31 мая 2023 года.

На основании продления периода разведки до 31 мая 2023 года, ТОО «Урихтау Оперейтинг» в соответствии с настоящей НИР планирует продлить период пробной эксплуатации до 31 мая 2023 года.

В текущее время ТОО «Урихтау Оперейтинг» проводит тендерные процедуры по закупке услуг для бурения опережающих скважин в 2022 году.

Отчет составлен на основании технического задания, выданного недропользователем ТОО «Урихтау Оперейтинг», в соответствии с требованиями Кодекса о недрах и недропользовании РК от 27.12.2017г, «Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр» от 29.06.2018г (ЕПРКИН), «Методических рекомендаций по составлению проектов пробной эксплуатации нефтяных, газонефтяных и нефтегазовых залежей» МЭ РК от 24.08.2018г (МРППЭН).

2.1 Общие сведения о месторождении

Месторождение Восточный Урихтау расположено в восточной прибортовой зоне Прикаспийской впадины; в административном отношении - на территории Мугалжарского района Актюбинской области Республики Казахстан. Ближайшим населенным пунктом является поселок Сага, расстояние от поселка до месторождения составляет более 10 км.

В этой части нефтегазоносного региона ранее открыты и уже разрабатываются месторождения нефти и газа: Жанажол (3-5 км восточнее), Кенкияк (55 км северо-западнее), Кожасай (15 км юго-западнее) и Алибекмола (25 км севернее).

В данном районе активно формируется инфраструктура нефтегазовой промышленности, обустроены нефтяные промыслы Жанажол и Кенкияк, построены новые автомобильные дороги, созданы вахтовые поселки нефтяников, буровиков и строителей, проложены нефтепроводы и газопроводы.

На месторождении Жанажол построен базисный поселок нефтедобытчиков.

Сеть автомобильных дорог в районе представлена автодорогой Жанажол – Актобе, протяженностью 280 км и автодорогой Жем – Актобе, протяженностью 200км.

Указанные автомобильные дороги с твердым покрытием обеспечивают надежную круглогодичную транспортную связь с месторождениями.

Ближайшие железнодорожные станции Шубаркудук и Эмба находятся примерно на одинаковом расстоянии около 100 км, Шубаркудук к северо-западу, Эмба к востоку от месторождения Урихтау.

Структура Восточный Урихтау находится в 215 км к югу от областного центра г. Актобе и в 70 км к юго-западу от железнодорожной станции Жем.

Трубопроводный транспорт в регионе представлен системой нефтепроводов и газопроводов, проложенных от разрабатываемых месторождений нефти и газа Кенкияк и Жанажол.

В орографическом отношении площадь находится в пределах Предуральского плато и представляет собой слабовсхолмленную равнину, расчлененную балками и оврагами. Абсолютные отметки рельефа меняются в пределах 165-259 м. Минимальные отметки 153-155м приурочены к долине реки Жем. Западная и северная части месторождения находятся в пределах песчаного массива Кокжиде барханного типа.

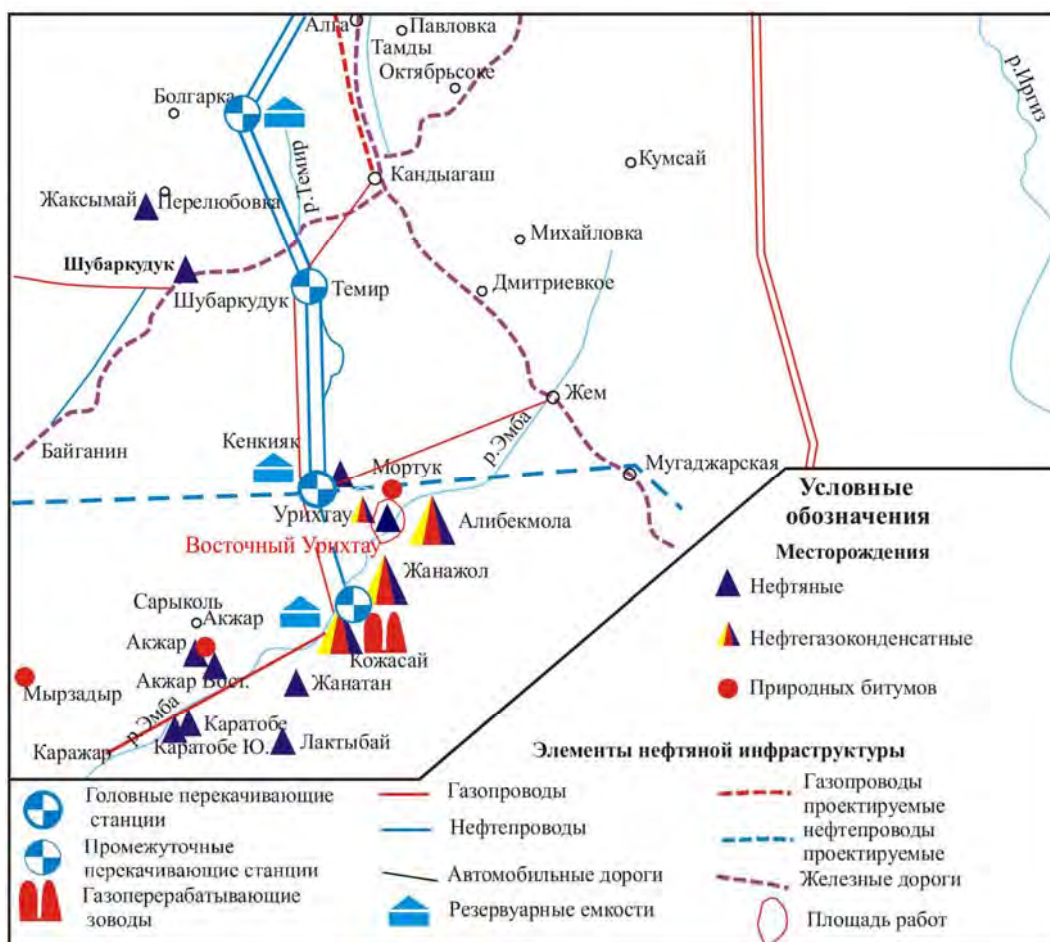


Рисунок 2.1 – Обзорная карта

2.2 Геолого-физическая характеристика месторождения

Характеристика геологического строения

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

В пределах контрактной территории ТОО «Урихтау Оперейтинг» включающих структуры» Урихтау, Восточный Урихтау, Южный Урихтау бурением вскрыты отложения от четвертичной системы до девона (Урихтау) включительно. На структуре Восточный Урихтау вскрыты отложения от мела до нижнего карбона, аналогичные по литолого-стратиграфической характеристике с разрезом месторождения Урихтау (таблица 2.1.1).

Девонские отложения (D)

Девонские отложения вскрыты поисково-разведочной скважиной У-5.

Отложения девона представлены известняками от светло-серого до серого, участками до темно-серого с бежевым оттенком, от мелко - до крупнокристаллического, органогенно-обломочные, органогенные (водорослевые), брекчиевидные, в начале интервала участками мраморизованные, средней крепости, со стилолитовыми швами, слабопористые, сильно трещиноватые, с неровным изломом. Остатки организмов распределены неравномерно, представлены преимущественно водорослями, реже иглокожими размером до 3,0 мм и местами до 7,0-8,0 мм, а также единичными фораминиферами размером до 0,5 мм. Наблюдаются интрокласты неправильной и изометричной формы, размером до 10 мм, отдельные достигают 30-40 мм. Реже встречаются аргиллиты серые, алевритистые, слюдистые, крепкие, плотные, известковатые, с точечными включениями обуглившихся растительных остатков и единичные обломки алевролита зеленовато-серого, мелкозернистого, кварцевого состава,

с примесью обугленного растительного детрита, среднесцементированного глинистым цементом.

Каменноугольная система – С

Каменноугольные отложения представлены всеми тремя отделами.

Нижний отдел - С₁

Отложения нижнего карбона представлены турнейско-визейским и серпуховским ярусами.

Турнейский + визейский ярусы (C_{1t+v})

Отложения этих ярусов представлены в основном терригенными породами. Аргиллиты темно-серые, изредко серые, массивные, плотные, известковистые, однородные, крепкие. Алевролиты светло серые, слюдисто-кварцевые, мягкие, слоистые, хрупкие, слабоизвестковистые. Местами встречаются мергели тёмно-серые, серые, глинистые, плотные, массивные, слабо крепкие, пластичные. Согласно сейсмическим данным минимальные толщины этих отложений (300-600 м) отмечены в сводовой части структуры Урихтау и на севере рассматриваемой территории, а максимальные – 1700-2700 и более метров характерны для южной и восточной части площади.

Комплекс фораминифер: *Archaediscus convexus* Grozd. et Leb., *Eostaffella cf. mosquensis* Viss., *Endothyra cf. similis* (Raus. et Reitl.), *Omphalotis omphalota* Raus. et Reitl., *Millerella infulaeformis* Gan., *Endothyra cf. lenociniosa* (Schlykova), выделенный в скважине ВУ-2 в интервале 4435-4600 м определяет верхневизейский возраст пород.

Серпуховский ярус (C_{1s})

В серпуховском ярусе выделяются три горизонта: тарусский – С_{1t}, стешевский – С_{1st} и протвинский – С_{1р}. Отложения горизонтов представлены известняками от светло-серых до темно-серых, коричневато-серыми, массивными, трещиноватыми, с обилием фауны; Порода неравномерно пятнами перекристаллизована, слабо доломитизирована, с реликтами известковистой органики. В образцах из скважины №6 (инт. 3997-4000 м) определен комплекс остракод серпуховского яруса

В скважине У-1 в интервале 3991,0-4000,2 м выделен комплекс фораминифер и водорослей с зональными формами нижнего серпухова *Janischewskina delicata* (Malakh.) и *Eostaffellina cf. decurta* (Rauser), в связи с чем эти отложения определены как нижнесерпуховский подъярус серпуховского яруса.

В скважине ВУ-2 в интервале в интервале 4260-4435м из отложений изучен комплекс фораминиферов с видами *Janischewskina cf. delicata* Malakh., *Janischewskina miniscularia* (Gan.), *Bradyina cf. rotula* (Eichwald), *Eostaffella ikensis* Viss., *Parastaffella cf. struvei* (Moeller), *Archaediscus convexus* Grozd. et Leb, *Archaediscus cf. velgurensis* Grozd. et Leb., характерными для нижнесерпуховского подъяруса.

Из отложений интервала 4150-4425 м в скважине ВУ-2 изучены остатки миоспор *Crassispora kosankei* (Pot. et Kr.) Bhard., *Reticulatisporites aff. reticulatus* (Jbr.), *Schulzospora sp.*, *Florinites sp.*, *Potonieisporites aff. novicus* Bhard., *Arcuatisporites sp.*, которые указывают на серпуховский возраст.

Средний отдел - С₂

Отложения среднего карбона вскрыты в составе башкирского и московского ярусов.

Башкирский ярус (C_{2b})

Башкирский ярус выделяется в составе нижнего подъяруса и представлен известняками серыми, светло-серыми, участками темно-серыми за счет включения глинистого материала, органогенно-комковатыми, массивными, плотными, с единичными трещинами, со стилолитовыми швами, редкими прослоями аргиллитов, с прослоями желвакоподобных доломитизированных известняков, состоящих из оолитов изометричной формы, в нижней части разреза встречаются прослои глинистых известняков, с обилием фауны. Основными пороодообразующими компонентами являются фораминиферы, водоросли, брахиоподы, реже встречаются остатки криноидей. В разрезе

скважины 3 (интервал 3960-3968, 3886-3894м) по данным Л. И. Вакулы определен комплекс остракод нижнебашкирского возраста.

В башкирском ярусе выделяются три горизонта: краснополянский – C_{2b1kr}, северокельтменский – C_{2b2km} и прикамский – C_{2b2km}.

В разрезе скважины У-1 в интервале 3820,4-3839,33 м выделен комплекс фораминифер, характерный для краснополянского горизонта нижнебашкирского подъяруса среднего карбона, водорослей *Donezella* и *Beresella*. В скважине У-1 в интервале 3708,50-3769,82 м выделен богатый комплекс фораминифер башкирского яруса. Присутствие зональной формы *Pseudostaffella antiqua* (Dutk.) и других представителей родов *Pseudostaffella* и *Varistaffella* (*Pseudostaffella compressa* (Rauser), *Ps. ex gr. eostaffellaeformis* Rum., *Varistaffella varsanofievae* (Raus.), *Varistaffella cf. uralica* (Kir.), *Varistaffella ziganica* (Sin.)) указывает на возраст вмещающих отложений как северокельтменский горизонт нижнебашкирского подъяруса.

Известняк от светло-серого до серого, бежевый, средне-мелкокристаллический, органогенно-детритовый, массивный, крепкий, со стилолитовыми швами и трещинами. Органические остатки представлены водорослями (доминируют), фораминиферами, брахиоподами (до 5,0×12,0 мм), иглокожие. Стилолитовые швы тонкие, пигментированы темного цвета битумом. По скв. ВУ-1 в интервале 3845-3846 м фораминиферы представлены преимущественно инкрустирующими формами среднекарбонного возраста и примитивными шубертеллидами *Eoschubertella mosquensis* (Raus.), *E. compressa* (Raus.), *E. obscura* (Lee et Chen), которые могут иметь распространение как в прикамском горизонте нижнебашкирского подъяруса, так и в отложениях московского яруса среднего карбона.

В интервалах 3905,60-3906,60 м, 3871-3872 м скв. ВУ-1 появление в комплексе зональной формы прикамского горизонта *Pseudostaffella praegorskyi* Rauser, наряду с присутствием первых шубертеллид *Eoschubertella mosquensis* (Rauser), *E. obscura* (Lee et Chen), примитивных представителей родов *Ozawainella* и *Staffellaeformis* указывает на прикамский возраст отложений.

По скв. ВУ-1 в интервалах 4015,36-4016,36 м, 4010,36-4011,36 м, 4001,36-4002,36 м, 3998,36-3999,36 м, 3994,36-3995,36 м, 3991,36-3992,36 м, 3987,36-3988,36 м, 3985,36-3986,36 м, 3978-3979 м, 3969-3970 м выделен богатый комплекс фораминифер башкирского яруса, характеризующийся развитием звездчатых архедисцидов – *Asteroarchaediscus* и *Neoarchaediscus*, представителей родов *Eostaffella*, *Semistaffella*, *Plectostaffella*, *Pseudostaffella*, *Varistaffella*, водорослей *Donezella* и *Sharthymophycus*. Присутствие зональной формы *Pseudostaffella antiqua* (Dutk.) и других представителей родов *Pseudostaffella* и *Varistaffella* (*Pseudostaffella compressa* (Rauser), *Ps. cf. distributa* Nik., *Ps. paracompressa extensa* Saf. *Varistaffella korobezkikh* (Raus. et Saf.), *V. cf. ziganica* (Sin.), *V. cf. eostaffellaeformis* (Rum.)) указывает на возраст вмещающих отложений как северокельтменский горизонт нижнебашкирского подъяруса.

Толщина башкирских отложений в скважине ВУ-1 составляет 427,5 м.

В скв. ВУ-2 в интервале 3824-3924 м изучены фораминиферы *Millerella umblicata* Kir., *Pseudostaffella antiqua posterior*, башкирского яруса и распространенные в северокельтменском и и прикамском горизонтах.

Из отложений интервала 3924-406 м в скв. ВУ-2 определены фораминиферы *Eostaffella cf. postmosquensis var. acutiformis* Kir., *Eostaffella pseudostruvei* (Raus. et Bel.) var *angusta* Kir., *Asteroarchaediscus baschkiricus* (Krestov. et Theod.), характерные для башкирского яруса и *Semistaffella primitiva* Reit, имеющее распространение в краснополянском и северокельтменским горизонтах.

Из пород шлама интервала 4067-4160 м определены фораминиферы *Eostaffella cf. paraprotvae* Raus., *Eostaffella cf. postmosquensis* Kir., *Neoarchaediscus cf. subbaschkiricus* (Reitl.), характерные для нижнебашкирского подъяруса, из них вид *E. paraprotvae* начинает свое развитие с краснополянского времени.

Московский ярус (C_{2m})

Отложения московского яруса (C_{2m}) выделяются в составе нижнего и верхнего подъярусов.

Нижнемосковский подъярус (C_{2m1})

Нижнемосковский подъярус представлен верейским (C_{2m2vr}) и каширскими (C_{2m2ks}) горизонтами.

Литологически данный подъярус представлен известняками с редкими прослоями терригенных пород и заглинизированных известняков.

Известняки светло-серые, серые, коричневатые-серые, органогенно-детритовые, содержат включения окатанных обломков створок макрофауны, участками массивные, с прослоями в верхней части разреза маломощных аргиллитов.

Известняк серого цвета, органогенно-детритовый с множеством трещин, стилолитовых швов, выполненных битумом. Органогенный детрит представлен в виде перекристаллизованных кальцитом водорослей. В подчиненном количестве встречаются фораминиферы, иглокожие.

В скв. ВУ-1 в интервале 3598,76-3729 м по находению *Profusulinella cf. constans* Saf., *P. pseudolibrovichi atelica* Raus., *P. pseudorhomboides* Putrja, *Ozawainella ex gr. digitalis* Manuk. определяется, как средний карбон, каширский подъярус. Породы интервала 3792-3824 м по находению *Tikhonoviciella tikhonovichi* Raus., *Verella aff. spicata* Dalm., *Ozawainella ex gr. mosquensis* Raus., *Aljtovella cf. pseudoaljtovica* Raus., *Profusulinella cf. ovata* Raus., и многочисленных *Depratina prisca* (Deprat) датируются, как средний карбон, верейский подъярус.

В скв. ВУ-2 из отложений интервала 3617-3670 м изучен фораминиферовый комплекс со следующими таксонами *Profusulinella pseudolibrovichi* Saf. var. *atelica* Raus., *Profusulinella aff. ovata* Raus., *Profusulinella cf. subovata* Saf., *Profusulinella cf. paratimanica* Raus. *Depratina cf. prisca* (Deprat), *Globivalvulina kamensis* Reitl., *Ozawainella cf. asiatica* Rumjanzeva, *Schubertella cf. gracilis* var. *znensis* Raus., определяющими возраст отложений как каширский.

По комплексу фораминифер интервала 3760-3834 м скв. ВУ-2 следующего состава *Neostaffella cf. krasnopolskyi* (Dutk.) var. *kyselensis* Grozd. et Leb., *Profusulinella convoluta* (Lee et Chen). *Profusulinella cf. trisulcata* (Thompson), *Profusulinella mutabilis* Saf., *Profusulinella aff. ovata* Raus. Отложения датируются верейским подъярусом.

Толщина верейского горизонта составляет 67 м (скв. ВУ-1), 68 м (скв. ВУ-2) и 89 м (скв. Г-74). Толщина каширского горизонта изменяется от 196 м (скв. Г-74) до 322 м (скв. ВУ-2). Карбонатные отложения нижнего карбона и нижнемосковского подъяруса образуют карбонатную толщу КТ-II.

Верхнемосковский подъярус (C_{2m2})

Верхнемосковский подъярус представлен подольским (C_{2m2pd}) и мячковским (C_{2m2mc}) горизонтами. Нижняя часть подольского горизонта (раннеподольского возраста) составляет основу межкарбонатной толщи (МКТ) и литологически представлена аргиллитами с прослоями алевролитов, песчаников и известняков.

Аргиллиты, преимущественно, темно-серые, сильно известковистые, неравномерно алевролитистые, тонкослойчатые, пиритизированные, разной степени битуминозные, обогащенные рассеянным обугленным растительным детритом, примесью слюд мусковита и биотита.

Алевролиты и песчаники темно-серые, мелкозернистые, полимиктовые, известковистые, глинистые, неравномерно алевролитистые, слоистые, на поверхностях наложения отмечены скопления битуминозного вещества и растительного детрита, содержат мелкие обломки карбонатных пород.

Толщина терригенной толщи изменяется от 61 м (скв. ВУ-2) до 195 м (скв. Г-74).

Верхняя часть подольского горизонта представлена серыми, темно-серыми, доломитизированными, массивными, крепкими известняками, прослоями глинистыми, с

включениями многокамерных фораминифер и водорослей. Толщина карбонатной толщи составляет 121 м (скв. ВУ-1), 131 м (скв. ВУ-2) и 96 м (скв. Г-74).

Возраст отложений как подольский подъярус в скв. ВУ-2 обоснован комплексом фораминиферов следующего состава *Wedekindellina cf. dutkevichi* Raus. et Bel., *Profusulinella librovitchi* (Dutk.), *Neostaffella ivanovi* Raus., *Neostaffella aff. larionovae* var. *polasnensis*, *Neostaffella aff. larionovae* Raus. et Saf. *mosquensis* Raus., *Schubertella subkingi* Putrja, *Fusulinella bocki* Moeller *timanica* Raus., *Schubertella mjachkovensis* Raus., *Fusulinella cf. praebocki* Raus., *Fusulinella ex gr. vohzgalensis* Saf., *Fusulinella aff. pulchra* Raus. et Bel., *Fusulinella cf. paracoloniae* Saf., *Fusiella typica* Lee et Chen.

На основе определения конодонтов *Idiognathodus robustus* Kos., *Id. magnificus* Gunn, *Id. podolskensis* Goreva, *Neognathodus medexultimus* Mer., отложения датируются нижней половиной подольского подъяруса.

На основе данных миоспор следующего состава в интервале 3415-3530 м: *Scabrosporites* sp., *Cyclogranulatisporites presoides* Pot. et Kr., *Laevigatosporites* sp., *Convolutispora varicosa* Butt. et Will., *Cordaitina rugulifera* (Lub.) Samoil., *Potonieisporites novicus* Bhard., *Florinites plicatus* Inos., *F. visendus* (Ibr.) S., W. et B., *Striatodiplopinites* sp., *Protohaploxypinities* sp., *Vestispora* sp., *Vittatina* sp. отложения отнесены к московскому ярусу среднего карбона.

Мячковский (С_{2m2mc}) горизонт, входящий в состав верхнемосковского подъяруса, представлен известняками светло-серыми, органогенно-обломочными, кавернозно-пористыми, трещиноватыми, тонко и скрытокристаллическими, с редкими прослоями и прослойками доломитов и аргиллитов.

Известняк органогенно-обломочный, светло серый неравномерно пятнистый, трещиновато-поровый. Органогенная часть представлена обломками скелетных зерен фораминиферов, водорослей, иглокожих, фрагментов аммонитов. Интервал 3158,30-3159,30 м в скв. ВУ-1 по нахождению единичной *Fusulina cf. chernovi* Raus, определяется, как средний карбон, московский ярус, предположительно верх подольского-мячковский подъярус.

В скв. ВУ-2 на основе фораминиферового комплекса: *Fusiella cf. lancetiformis* Putrja, *Fusiella typical* Lee et Chen var. *ventricosa* Raus., отложения датированы мячковским горизонтом.

По результатам изучения остатков миоспор из интервала глубин 3158-3380 м *Scabrosporites* sp., *Laevigatosporites* sp., *Microreticulatisporites microreticulatus* Knox, *Cordaitina uralensis* Lub., *Marsupipollenites* sp., *Florinites cf. oculatus* Habib, *F. luberae* Samoil., *Potonieisporites* sp., *Limitisporites* sp. отложения отнесены к среднему карбону.

Толщина горизонта варьируется от 114 м (скв. ВУ-2) до 143 м (скв. Г-74).

Верхний отдел - С₃

Отложения верхнекаменноугольной системы представлены в составе касимовского и гжельского ярусов.

Касимовский ярус (С_{3к})

Разрез касимовского яруса сложен известняками и доломитами. В верхней части разреза встречаются пелитоморфные известняки с прослоями аргиллитов и алевролитов. Известняки серые, темно-серые, органогенно-детритовые, однородномассивные, плотные, трещиноватые со стилолитовыми швами. Органогенная часть представлена фораминиферами, створками раковин брахиопод, остракод. Поры редкие, размером 0,1-0,8мм в основном являются пораами выщелачивания по скелетным остаткам. По некоторым форменным остаткам прослеживается сульфиды.

Доломиты серые, известковистые, однородномассивные, пористые, трещиноватые. Возраст пород скв. ВУ-1 в интервале 2970,05-3038,21 м по нахождению *Triticites ex gr. schwageriniformis* Raus., *T. cf. noinskyi plicatus* Rozov., *T. noinskyi plicatus* Rozov., *T. cf. secalicus samaricus* Raus., *Montiparus* sp., *Schubertella cf. kingi* var. *exils* Sul. датируется верхним карбоном, касимовским ярусом.

Из интервала скв. ВУ-2 изучен комплекс фораминифер с видами *Triticites schwageriniformis* Raus., *Obsoletes* cf. *burkenesis* Kir., *Montiparus* aff. *montiparus* (Moelleri), *Fusiella* cf. *lancetiformis* Putrja, характерными для касимовского яруса верхнего карбона.

Толщина касимовского яруса колеблется от 174 м (скв. Г-74) до 191 м (скв. ВУ-2).

Гжельский ярус (С_{3g})

Гжельский ярус сложен известняками органогенными, брекчевидными, фузулиновыми, светло-серыми, серо-бурыми, иногда доломитизированными, однородномассивными, плотными, встречаются прослои аргиллита алевритистого, массивного.

Известняк от светло-серого до серого, мелкокристаллический, органогенный, массивный, крепкий, со стилолитовыми швами, неравномерно трещиноватый, с неровным изломом. Органогенные остатки представлены перекристаллизованными кальцитом обломками водорослей, фораминиферами, иглокожими, реже остракоды. Фиксируются стилолиты. Стилолитовые швы горизонтальные, зубчатые, с амплитудой зубцов до 1,0-1,5. Карбонатные отложения подольского и мячковского горизонтов верхнемосковского подъяруса, касимовского и гжельского ярусов верхнего карбона, включительно, составляет верхнюю карбонатную толщу - КТ-I.

Пермская система - Р

Пермские отложения представлены нижним и верхним отделами.

Нижний отдел - Р₁

Нижнепермский отдел представлен на площади отложениями артинско-ассель-сакмарского и кунгурского ярусов.

Ассельский и сакмарский ярусы (Р_{1a} - Р_{1s})

Ассельско-сакмарская терригенная толща пород совместно с гжельской терригенной пачкой образует на данном регионе месторождений региональный флюидоупор. Из-за недостаточности палеонтологических определений и кернового материала в разрезах скважин, разделение ассельского и сакмарского ярусов невозможно. Отложения несогласно залегают на породах верхнего карбона и представлены переслаиванием аргиллитов, песчаников, алевролитов, реже гравелитов и глинистых известняков.

Из образцов интервала 2910-2990 м в скв. ВУ-2 изучен обедненный комплекс миоспор (в виду слабой насыщенности пород остатками растительности) следующего состава: *Protodiploxypinities* sp., *Limitisporites* sp., *Chordasporites* sp., *Striatohaplopinities imperfectus* Krus., *Hamiapollenites* sp., *Striatodiplopinities alatus* Naum., *Vittatina striata* Lub., *V. vittifer* (Lub.) Samoil., *Florinites plicatus* Inos., *F. luberae* Samoil., *F. pumicosus* (Ibr.) S., W. et B., *Urmites* sp., *Cordaitina uralensis* Lub., *Platysaccus* sp., *Gardenosporites* sp., *Schopfipollenites* sp., *Entylissa* sp., *Inderites* sp., позволяющий датировать отложения нижней пермью.

Из этой части разреза определены фораминиферы *Ozawainella rhomboidalis* Putrja, *Schubertella* cf. *transitoria* Staff. et Wedekind, *Schubertella paramelonica* var. *minor* Sul., *Schubertella* cf. *kingi* Dunbar et Skinn. var. *exilis* Sul., *Fusiella granum-oryzae* Dutk., определяющие возраст отложений как ассельский ярус.

Толщина ассельско - сакмарского яруса составляет от 72 м (скв. Г-74) до 81 м (скв. ВУ-1).

Кунгурский ярус (Р_{1k})

Кунгурский ярус представлен гидroxимическими отложениями и совместно с терригенной толщей ассельского+сакмарского ярусов образуют мощную флюидоупорную покрывку для нефтегазонасыщенной части карбонатного разреза каменноугольной системы.

Отложения кунгурского яруса в нижней части представлены сульфатно-терригенными породами (ангидриты и аргиллитоподобные темные глины). Выше

залегает толща галогенных пород (каменная соль) с прослоями аргиллитов, реже песчаников, алевролитов, ангидритов.

Толщина кунгурского яруса составляет от 696,8 м (скв. ВУ-1) до 677,2 м (скв. Г-74).

Верхний отдел - Р₂

Отложения верхней перми в составе нерасчлененных уфимского, казанского и татарского ярусов представлены переслаиванием глин, в нижней части аргиллитов, песчаников, алевролитов и мелкогалечных конгломератов. Аргиллиты пестроцветные, от серых до коричневато-серых, плотные, массивные, сильно перемятые с углами падения 40-60°. Ангидриты белые, светло-серые, крепкие, массивные, местами слоистые.

Толщина верхней перми изменяется от 582,8 м (скв. ВУ-1) до 578 м (скв. Г-74).

Триасовая система – Т

Отложения триасовой системы распространены не повсеместно и выделяются в составе нижнего+среднего и верхнего отделов. Толщина триаса составляет 1524,7 м (скв. ВУ-1) и 1607,5 м (скв. Г-74).

Триас нижний +средний Т₁₊₂

Отложения нижнего+среднего триаса литологически представлены чередованием пестроокрашенных глин, песчаников (кварцевых, полевошпатовых, мелко-, среднезернистых), алевролитов, аргиллитов, встречаются прослой слезавшихся слабосцементированных песков и гравия. Толщина отложений на Урихтау варьирует от 0 м (скв.5, 7) до 966 м (скв. У-1).

Верхний триас Т₃

Литологически верхний триас представлен: песчаниками кварцевыми, полевошпатовыми, не сцементированными, мелко-, средне- крупнозернистыми, зеленовато-серыми, серовато-коричневыми, от прозрачных до полупрозрачных, глины красновато-коричневые, зеленовато-серые, серые. Толщина вернего триаса варьирует от 0 (скв 1, 6, 16) до 132 м (скв 15).

Юрская система - J

Юрские отложения распространены повсеместно и выделяются в составе нижнего и среднего отделов. Представлены они глинами от серого до темно-серого цвета; песчаниками кварцевыми, полевошпатовыми, крупно- среднезернистыми, светло-серыми, серыми; алевролитами серыми, зеленовато-серыми. Толщина юрских отложений по скв. Г-74 составляет 131 м.

Меловая система - K

Меловые отложения представлены нижним отделом (K₁), в его составе выделяются песчано-глинистые отложения готеривского, барремского, аптского и альбского ярусов суммарной толщиной от 258м (скв. 1) и 285 м (скв. У-1) до 400 м (скв. 5).

Четвертичные отложения (Q)

Небольшой толщины (2-3 м) повсеместно перекрывают отложения нижнего мела и представлены суглинками и супесями.

Нефтеносность

Первооткрывательницей месторождения Восточный Урихтау является скважина ВУ-1, где при испытании КТ-II в интервалах 4105-4111 м, 4115-4122 м, 4125-4133 м получен приток газа в объеме 10480 м³/сут и нефти 1,5 м³/сут.

В карбонатном разрезе месторождения Восточный Урихтау выявлены продуктивные толщи КТ-I и КТ-II, как на соседнем месторождении Урихтау. Учитывая региональную продуктивность толщ КТ-I и КТ-II, корреляция пробуренных скважин проведена по аналогии со скважинами месторождения Урихтау. Анализ всего имеющегося комплекса ГИС показал идентичность выделенных стратиграфических комплексов и сходство стратиграфического расчленения толщ.

По результатам детальной попластовой корреляции в карбонатной толще КТ-I выделено пять продуктивных пластов - А, Б, В₁, В₂ и В' и в карбонатной толще КТ-II

четыре продуктивных пласта - 1, 2, 3, 4 по аналогии с близлежащим месторождением Урихтау, при выделении контактов которых, использовали подход дифференцированного выделения уровней ВНК.

К выявленным продуктивным горизонтам приурочены тектонически и литологически-экранированные нефтенасыщенные залежи, где границами площадей продуктивности по каждой залежи являются принятые положения водонефтяных контактов. Определение водонефтяного контакта основывается на данных промысловой геофизики и опробования скважин.

Карбонатная толща КТ-I

Карбонатные отложения подольского и мячковского горизонтов верхнемосковского подъяруса, касимовского и гжельского ярусов верхнего карбона, включительно, составляет верхнюю карбонатную толщу КТ-I.

Согласно принятой в районе номенклатуре карбонатная толща КТ-I включает пять продуктивных пластов: А, Б, В₁, В₂, В'.

По данным материалов ГИС и результатами опробования, в пластах:

- КТ-I- А, Б, В₁, В₂ - нефтеносные.

- КТ-I- В' - водоносный.

Продуктивный пласт А. Залежь пластово-сводовая, тектонически экранированная. Общая толщина пласта составляет от 39,74м (скв. ВУ-2) до 51,5м (скв. ВУ-1). По результатам ГИС нефтенасыщенные пласты коллектора выделены только в скв. ВУ-1, толщина которых, составляет 22,3м.

В скв. ВУ-2 по результатам обработки материалов ГИС выделены водонасыщенные коллектора. В результате испытания в интервале 2991-3000м получен приток пластовой воды, всего извлеченный объем воды составил 52,8м³.

В ноябре 2018г в скважине ВУ-2 проведен ГИС контроль по определению работающих интервалов. Исследования проведено в интервалах 2991,9-2993,6м, 2995,3-2996,1м, 2999-3000м, в результате отмечался приток воды. Дебит не замерялся. В скв. ВУ-1 испытания не проводились.

Коэффициент расчлененности пласта составляет 3-6 ед., коэффициент песчаности пласта составляет 0,13-0,42 ед. В скв. Г-74 (Жаназол) по материалам ГИС коллектора отсутствуют.

ВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора (скв. ВУ-1) на абсолютной отметке -2656,64 м.

С учетом принятого контакта площадь нефтеносности составляет 3439,4 тыс.м².

Продуктивный пласт Б. Залежь пластово-сводовая, тектонически экранированная. Общая толщина пласта составляет от 102,1м (скв. ВУ-2) до 109,1м (скв. Г-74). Продуктивной является скв. ВУ-1, где по материалам ГИС выделяются нефтенасыщенные пласты коллектора мощностью 7,7 м. Водонасыщенные коллектора выделены в скв. ВУ-2. В скв. Г-74 коллектора отсутствуют.

В результате испытания оценочной скважины ВУ-2 в интервале 3058-3064м получен приток пластовой воды, всего извлеченный объем воды составил 58,7м³.

В октябре 2018г в скважине ВУ-2 проведен ГИС контроль по определению работающих интервалов. Исследования проведено в интервалах 3058-3059,4м, 3060,6-3061,3м, 3062,8-3063,9м, в результате отмечался приток воды. Дебит не замерялся.

Коэффициент расчлененности варьируется от 2 до 8 ед, коэффициент песчаности пласта меняется от 0,08 (скв. ВУ-1) до 0,14 (скв. ВУ-2) ед.

ВНК принят по подошве нефтенасыщенного коллектора (скв. ВУ-1) и залегает на абсолютной отметке -2726,04 м.

С учетом принятого контакта площадь нефтеносности составляет 1415 тыс.м².

Продуктивный пласт В₁. Залежь пластово-сводовая, тектонически экранированная.

Толщина пласта изменяется от 74,18м (скв. Г-74) до 86,36м (скв. ВУ-1). По результатам обработки материалов ГИС, в скв. ВУ-1 выделены нефте - водонасыщенные пласты коллектора, общей эффективной мощностью 45,5 м, из них 31,4 м нефтенасыщенной мощности, что также подтверждают результаты опробования. По результатам совместного опробования с пластами В₂, В', в интервалах 3086-3094, 3182-3187, 3197-3206, 3240-3243,5, 3261-3268м, получены газ, нефть и вода в объеме 1,06 тыс. м³/сут, 9м³/сут и 41,3м³/сут, соответственно. В скв. Г-74 (Жаназол) и скв. ВУ-2 по материалам ГИС выделены водонасыщенные толщины.

В результате испытания скважины ВУ-2 в интервале 3144-3155м получен приток пластовой воды, извлеченный объем воды за время опробования составил 172,7м³. Так же по результатам совместного опробования с пластом В₂ в интервалах 3185-3188, 3201-3208, 3260-3265м, получен приток пластовой воды, извлеченный объем воды составил 277,3 м³.

Количество пропластков-коллекторов меняется в пределах от 1 до 13, коэффициент песчаности пласта меняется от 0,09 (скв. Г-74) до 0,61 (скв. ВУ-1), в среднем составляет 0,34ед.

В скважине ВУ-1 проведено исследование по определению притока интервалов (PLT). Данное исследование охватило пласты - В₁, В₂, В/.

22 ноября 2015г в скважине ВУ-1 по определению работающих интервалов 3090-3094м (4м), 3182-3184,8м (2,8м), 3240,8-3243,5м (2,7м) и 3262-3268м (6м) всего 15,5м. Исследования показали, что интервал 3090-3094м работает с дебитами нефти 0,5 м³/сут и воды 35,42 м³/сут, интервал 3182-3184,8м работает с дебитами нефти 10,39 м³/сут и воды 22,04 м³/сут. Из интервалов 3240,8-3243,5м, 3262-3268м отмечался приток воды с дебитами 53,56 м³/сут и 39,32 м³/сут соответственно.

27 ноября 2016г проведено исследование по определению притока интервалов 3091-3094м (3м) и 3182-3187м (5м). В пределах интервала 3091-3094м, вклад которого составляет 47,37% от общего дебита скважины. Интервал работает с дебитами нефти 2,81 м³/сут и воды 28,81 м³/сут. Перфорированный интервал 3182-3187м работает полностью, вклад данного интервала в общий дебит скважины составляет 52,63%. Дебит нефти 9,92 м³/сут и воды 25,21 м³/сут.

9 октября 2018г в оценочной скв. ВУ-2 проведено исследование по определению притока интервалов (PLT). Исследования проведено в интервалах 3145-3147,8м, 3152-3155м, в результате отмечался приток воды. Дебит не замерялся.

Уровень ВНК принят на абсолютной отметке -2821,24м по подошве нефтенасыщенного коллектора в скв. ВУ-1 выделенного по данным ГИС.

С учетом принятого контакта площадь нефтеносности составляет 5081,25 тыс.м².

Продуктивный пласт В₂. Залежь пластово-сводовая, тектонически экранированная.

Общая толщина варьирует от 69,74м (скв. ВУ-2) до 88,68м (скв. Г-74). По данным ГИС нефтенасыщенная толщина в скв. ВУ-1, составляет 27,8 м. Также в скв. ВУ-1 проведено совместное опробование с пластами В₁, В', в результате которого в интервалах 3086-3094, 3182-3187, 3197-3206, 3240-3243,5, 3261-3268м, получен газ, нефть и вода объемом 1,06 тыс. м³/сут, 9м³/сут и 41,3м³/сут соответственно. В скв. Г-74 и ВУ-2 по данным ГИС выделены водонасыщенные пласты коллектора. Количество пропластков-коллекторов составляет от 5 до 10 ед, коэффициент песчаности варьирует от 0,14 (скв. ВУ-2) до 0,46 ед (скв. ВУ-1).

В скв. ВУ-2 по результатам совместного опробования с пластом В₁ в интервалах 3185-3188, 3201-3208, 3260-3265м, получен приток пластовой воды объемом 277,3 м³.

В результате исследования по определению притока в скв. ВУ-2 в интервалах 3185-3186,4м, 3201-3208м, отмечался приток воды. Дебит не замерялся.

ВНК принят на абсолютной отметке -2916,8м по кровле водоносного пласта в скважине ВУ-1. Также подтверждается второй скважиной.

С учетом принятого контакта площадь нефтеносности составляет 5246,9 тыс.м².

МКТ

Межкарбонатная толща. Нижняя часть подольского горизонта (раннеподольского возраста) составляет основу межкарбонатной толщи (МКТ) и литологически представлена аргиллитами с прослоями алевролитов, песчаников и известняков. Межкарбонатная толща на Восточном Урихтау не продуктивна.

Карбонатная толща КТ-II

Карбонатные отложения нижнего карбона и нижнемосковского подъяруса образуют карбонатную толщу КТ-II.

Продуктивная толща КТ-II литологически сложена известняками с маломощными прослоями доломитов.

По данным 3Д сеймики, бурения скважин в продуктивной толще КТ-II выделяется продуктивные пласты: КТ-II-1, КТ-II-2, КТ-II-3, (КТ-II-3-1, КТ-II-3-2), КТ-II-4.

По данным материалов ГИС и результатами опробования, в пластах:

- КТ-II-1, КТ-II-2 - отсутствуют коллектора
- КТ-II-3-1, КТ-II-3-2, КТ-II-4 - нефтеносные.

Ниже приводится описание строения выделенных продуктивных пластов и связанных с ними нефтяных залежей.

Продуктивный пласт КТ-II-3 делится на два пласта: КТ-II-3-1 и КТ-II-3-2.

КТ-II-3-1. К пласту приурочена нефтяная залежь.

По материалам ГИС в скв. ВУ-1, ВУ-2 выделены нефтенасыщенные пласты коллектора. В скв. Г-74 выделены водонасыщенные.

Общая толщина горизонта изменяется в пределах от 88,11м (скв. Г-74) до 156,55м (скв. ВУ-1), нефтенасыщенные коллектора изменяются в пределах от 3,3 м до 11,5 м. Коэффициент расчлененности составляет от 2 до 7, коэффициент песчаности варьируется от 0,02 до 0,15 д.е.

Продуктивность горизонта доказана в результате испытания в скв. ВУ-2, в интервалах 3940,5-3950м, 3953-3958,5м, 3967-3970,5м, где на разных штуцерах получен газ от 4,896 тыс.м³/сут, до 11,704тыс. м³/сут и нефть от 13,3 м³/сут до 33,1 м³/сут.

В сентябре 2018г в скважине ВУ-2 проведен ГИС контроль по определению работающих интервалов при 11мм штуцере. Исследования проведено в интервалах 3941,8-3942,7м, 3944,9-3946,7м, 3947,7-3949,8м, 3953-3955,5м

Исследования показали, что интервалы 3941,8-3942,7м работает с дебитами нефти 17,49 м³/сут и газа 4,98 тыс.м³/сут, интервал 3944,9-3946,7м работает с дебитами нефти 10,69 м³/сут и газа 3,04 тыс.м³/сут. Из интервала 3947,7-3949,8м отмечался приток нефти и газа с дебитами 7,27 м³/сут и 2,07 тыс.м³/сут соответственно, в интервале 3953-3955,5м, отмечается приток нефти с дебитом 25,93 м³/сут и газа с дебитом 7,38 тыс.м³/сут.

ВНК принят на абсолютной отметке -3686,34м по подошве нижнего интервала перфорации пласта в скважине ВУ-2.

С учетом принятого контакта площадь нефтеносности составляет 6071,9 тыс.м².

КТ-II-3-2. К пласту приурочена нефтяная залежь, вскрытая двумя скважинами ВУ-1 и ВУ-2.

Общая толщина горизонта изменяется в пределах от 103,3м (скв. ВУ-1) до 112,5м (скв. ВУ-2), нефтенасыщенные коллектора изменяются в пределах от 53,9 м до 67,7 м. Расчлененность пласта составляет 15-20, песчаность в среднем равна 0,54 ед.

В скважине ВУ-1 проведено опробование, в интервалах 4004-4011, 4014-4018м, 4035-4044м, 4048-4056м, 4073-4081м, по результатам которого на разных штуцерах получен газ от 17,304 тыс.м³/сут, до 66,096тыс. м³/сут и нефть от 55,75м³/сут до 201,24 м³/сут.

В ноябре 2015г в скважине ВУ-1 проведен ГИС контроль по определению работающих интервалов при 5мм и 9мм штуцере. Исследования проведено в интервалах 4004-4008м, 4008-4010м, 4014-4015,3м, 4037-4039м и 4078-4080м.

Исследования при 5 мм штуцере показали, что интервал 4004-4008м работает с дебитами нефти 42,65 м³/сут и газа 9,53 тыс. м³/сут, а интервал 4008-4010м работает с дебитами нефти 7,87 м³/сут и газа 2,99 м³/сут. Из интервала 4014-4015,3м отмечался приток нефти и газа с дебитами 24,05 м³/сут и 2,74тыс. м³/сут соответственно, в интервалах 4037-4039м, 4078-4080м состав притока являлась только нефть с дебитами 2,98 м³/сут и 24,17 м³/сут соответственно.

При 9мм штуцере исследование затронули интервалы 4004-4007м, 4007-4010м, 4014-4015м работает с дебитами нефти 94,41 м³/сут и газа 11,09тыс. м³/сут, соответственно нефти 51,41 м³/сут и газа 7,26тыс. м³/сут и нефть – 43,1 м³/сут, газ -4,7тыс. м³/сут, в интервалах 4016-4017,5м, 4037-4038,7м отмечался нефть -50,85 м³/сут и 13,2 м³/сут соответственно.

С 14.08 по 20.08.2020г на скважине ВУ-1 произведена перфорация на НКТ в интервале 3981,7-3982,5м, 3987,5-3990м, 3991,6-3992,6м, 3996,5-4002м, 4026-4031,5м, 4063-4066м, 4069-4071,5м. С 26-27.12.2020г. проведен ГИС контроль по определению работающих интервалов 3981,7-3985,2м, 3987,5-3990м, 3991,6-3992,6м, 3996,5-4002м, 4004-4011м, 4014-4018м, 4026-4031,5м, 4035-4044м, 4048-4056м, 4063-4066м, 4069-4071,5м, 4073-4081м. На момент исследования по полученным данным расчетный дебит газированной нефти и воды составил 107,26 м³/сут и 0,02 м³/сут соответственно.

В скважине ВУ-2 данный пласт опробован в интервалах 4015-4022, 4029,5-4035м, 4040-4046м, 4052-4054м по результатам испытания получены газ и нефть с суточным дебитом газа – 221,731 тыс.м³ и нефти -157,4м³.

Также в скважине ВУ-2 данный пласт опробован в интервалах 4072-4089, 4093,5-4094,5м, 4120-4127м по результатам испытания получен газ и нефть с суточным дебитом газа – 221,731 тыс.м³ и нефти -157,4м³.

В августе 2018г в скважине ВУ-2 проведен ГИС контроль по определению работающих интервалов 4017,9-4019,1м, 4019,1-4122м, 4129,5-4031,6м, 4041,5-4042,7м, 4052-4053,4м на 11мм штуцере. В результате интервалы 4017,9-4019,1м работает с дебитом газом 16,6 тыс.м³/сут. Интервалы 4019,1-4122м работает с дебитами нефти 25,9 м³/сут и газа 5,03 тыс.м³/сут. Из интервала 4029,5-4031,6м отмечался приток нефти и газа дебитами 20,31 м³/сут и 3,92 тыс.м³/сут соответственно. Из интервала 4041,5-4042,7м отмечался приток нефти, газа и воды дебитами 18,63 м³/сут, 5,25 тыс.м³/сут и 4,31 м³/сут соответственно. Интервалы 4052-4053,4м работает с дебитами нефти 39,24 м³/сут, газа 7,07 тыс.м³/сут и воды 5,77 м³/сут.

Также со 2 по 5 августа в 2018г в скважине ВУ-2 проведен ГИС контроль по определению работающих интервалов при 7мм и 11мм штуцере. Исследования проведено в интервалах 4072-4074м, 4074,5-4078,8м, 4080,2-4084м.

Исследования при 7 мм штуцере показали, что в интервалах 4072-4074м, 4074,5-4078,8м, 4080,2-4084м отмечается приток нефти, газа и воды. Общий дебит нефти и воды составили 25,64 м³/сут и 2,51 м³/сут соответственно.

При 11мм штуцере исследование затронули интервалы 4072-4078,7м, 4079,5-4084,9м, отмечается приток нефти, газа и воды. Общий дебит нефти и воды составили 49,87 м³/сут и 8,61 м³/сут соответственно. Из нтервалов 4120-4121,4м, 4124-4125м отмечается приток нефти и воды. Общий дебит воды и нефти составил 3,21 м³/сут и 2,57 м³/сут соответственно.

УВНК принят по подошве самого нижнего нефтяного пласта в скв. ВУ-2 на абсолютной отметке -3843,2м. С учетом принятого УВНК площадь нефтеносности составляет 16078,8 тыс.м².

КТ-II-4. К пласту приурочена нефтяная залежь. По материалам ГИС в скв. ВУ-1 выделены нефтенасыщенные пласты коллектора мощностью 45,3м. В оценочной скважине ВУ-2 выделены нефтенасыщенные пласты коллектора мощностью 21,3 м и водонасыщенные мощностью 12,8 м. Коэффициент расчлененности составляет от 12 до 15, коэффициент песчанности варьируется от 0,32 до 0,41 д.е.

В скважине ВУ-1 данный пласт опробован в интервалах 4105-4111, 4115-4122м, 4125-4133м, по результатам испытания получен газ, нефть и техническая вода с суточным дебитом газа - 10,480тыс.м³/сут и нефти -1,5м³/сут.

В октябре 2015г в скважине ВУ-1 проведен ГИС контроль по определению работающих интервалов на разных штуцерах 4105-4108,4м, 4118,5-4120м, 4128-4032м. Исследования показали, что интервалы 4105-4108,4м, 4118,5-4120м, 4128-4032м работают с газом и нефтью.

В результате опробования в скважине ВУ-2 в интервале 4150-4156м, получен газ 5,450м³/сут и нефть 14,69м³/сут.

В июле 2018г проведено исследование по определению притока интервала 4150-4154,3м и 4154,3-4156м. В пределах интервала 4150-4154,3м, вклад которого составляет 85,1% от общего дебита скважины. Интервал работает с дебитами нефти и газа 14,69 м³/сут. Вклад интервала 4154,3-4156м в общий дебит скважины составляет 14,9%. Дебит нефти воды 2,57 м³/сут.

ВНК принят по подошве самого нижнего нефтяного пласта в скв. ВУ-2 на абсолютной отметке -3893,68м. С учетом принятого ВНК площадь нефтеносности составляет 11984,4 тыс.м².

2.3 Технологические показатели

В рамках текущего отчета предусмотрено продление периода пробной эксплуатации с 2021г по 31.05.2023г.

В период пробной эксплуатации месторождение будет эксплуатироваться действующим фондом скважин (ВУ-1, ВУ-2), а также 4-мя скважинами ВУ-3, ВУ-4, ВУ-5, ВУ-6, ввод в эксплуатацию которых запланирован на 2022-2023гг на II основной объект.

В основу расчетов проектных показателей пробной эксплуатации (ПЭ) скважин положены фактические данные о продуктивности и фильтрационно-емкостных параметрах коллекторов, полученных при опробовании разведочной и оценочной скважин ВУ-1 и ВУ-2 при проведении исследований ГИС и ГДИС для горизонта КТ II-3-1, и КТ II-3-2 (для горизонта КТ II-4 параметры были взяты по аналогии как на КТ II-3-2).

Характеристика основного фонда скважин по месторождению и характеристика основных показателей пробной эксплуатации по отбору нефти и жидкости по месторождениям таблиц 2.1 и 2.2.

Фонд скважин по месторождению

Скважины	Накопленный фонд скважин, шт.	Эксплуатационное бурение, тыс. м	Выбытие скважин, ед.	Фонд добывающих скважин на конец года		Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	
				всего	механизированных	нефти	жидкости
	2	0	0	2	0	63,9	65,4
	4	8,5	0	4	0	56,3	58,1
	6	17	0	6	0	61,0	63,6

Показатели пробной эксплуатации по отбору нефти и жидкости по месторождению

Накопленная добыча нефти, тыс. т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т		Накопленная добыча жидкости, млн. т		Обводненность продукции, %	Добыча газа, млн.м ³		ГФ, м3/т
			всего	мех. способом	всего	мех. способом		годовая	накопленная	
45,33	0,766	0,0022	46,40	0	50,60	0	2,3	22,206	23,100	489,82
91,01	1,538	0,0043	47,14	0	97,74	0	3,1	33,189	56,289	726,6
180,92	3,06	0,0086	42,97	0	144,04	0,0	4,1	32,382	155,456	785,7

2.4 Требования и рекомендации к системе сбора и промышленной подготовки продукции скважин

Текущее состояние системы сбора и промышленной подготовки продукции

В 2019 году был утвержден «Проект пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау». В рамках данного проекта было определено 2 варианта (основной и дополнительный) обустройства месторождения на период пробной эксплуатации.

К работе недропользователем был принят дополнительный вариант системы сбора и промышленной подготовки продукции скважин, с учетом расширения ДНС:

- установка блока осушки газа, производительность 64,9 млн м³/г, в целях предотвращения гидратообразований по трассе газопровода ДНС—УКПГ-40 Кожасай ТОО «Gas processing Company»;
- строительство газопровода, протяженностью 32,2 км «ДНС—УКПГ-40 Кожасай ТОО «Gas processing Company»;
- строительство топливного газопровода от сетей КТГ до ДНС.

Ввод газопровода в эксплуатацию планируется в начале сентября 2022 года.

По дополнительному варианту, продукция со скважин поступает на АГЗУ-4, далее по промышленному трубопроводу Ø159 на ДНС (дожимную насосную станцию), расположенную на месторождении Урихтау, где будет проводиться разделение продукции на жидкую и газовую фазы. Далее насосами ЦНСНт 13-245 по нефтепроводу Ø159 мм, протяженностью 26,6 км транспортируется на ЦПНГ Алибекмола.

Описание текущей системы сбора продукции

Продукция нефтяных скважин месторождения Урихтау поступает в нефтегазовый сепаратор первой ступени С-1 объемом V=6,3 м³, в котором при давлении 1,76МПа (изб.) происходит разделение нефти и газа.

Частично разгазированная в сепараторе С-1 нефтегазовая смесь поступает на вторую ступень сепарации С-2. Далее нефть направляется на КСУ для окончательной дегазации нефти до требуемых значений, далее на Р-1. Накопленная нефть в Р-1 откачивается из резервуара насосами Н-1/1,2 в нефтепровод внешнего транспорта диаметром Ø159х7мм, протяженностью 26,6 км. Перед ЦПНГ месторождения «Алибекмола» нефть проходит через узел учета и далее по подземному нефтепроводу от узла учета до точки врезки подключается к входному коллектору ЦПНГ. Подключение к коллектору на ЦПНГ осуществляется по техническим условиям м/р «Алибекмола».

До расширения ДНС:

Выделившийся в С-1 газ поступает в газосепаратор ГС-1, в свою очередь газ с С-2 поступает в газосепаратор ГС-2, где отделяется от капельной жидкости. Далее сырой газ сжигается на факелах высокого и низкого давления, на основании разрешения сжигания на факелах сырого газа в период пробной эксплуатации.

После расширения ДНС:

В настоящее время «КазНИПИмунайгаз» разрабатывается рабочий проект по расширению ДНС, в рамках которого планируется установка компрессорных установок и установка осушки газа.

Согласно разрабатываемой технологической схеме (рисунок 6.3.2.2), выделившийся в С-1 газ поступает в газосепаратор ГС-1, где отделяется от капельной жидкости. Газ первой ступени по трубопроводу подается на установку осушки газа (УОГ) и далее через узел оперативного учёта газа (ОУУГ) транспортируется по газопроводу Ø219х8мм на УКПГ-40 Кожасай ТОО «Gas processing Company» (60 млн. м³/год).

Выделившийся в С-2 газ поступает в газосепаратор ГС-2, где отделяется от капельной жидкости. Весь отделившийся газ на С-2, ГС-2 и КСУ подается в факельный газопровод для сжигания на факельной установке УФ. В дальнейшем после установки проектируемых компрессоров, весь отделившийся газ на С-2, ГС-2 и КСУ будет подаваться в компрессорные установки К-1 и К-2 и далее будет направляться на

переработку (на данный момент ведется работа по «Актуализации концепции полномасштабного освоения группы месторождений Урихтау», где рассматриваются различные варианты по дальнейшему процессингу газа).

На месторождении Восточный Урихтау содержание серы и парафина в нефти в среднем принимаются на уровне 0,73 и 2,11 масс%, соответственно нефть является «сернистой» и «парафинистой». Содержание сероводорода в составе газа — до 5,32 % и углекислого газа — до 2,36 %.

Наличие сероводорода в нефти и газе, способствуют образованию коррозионных процессов, что обуславливает необходимость применения ингибитора коррозии в процессе подготовки продукции. В настоящее время на производстве применяется ингибитор коррозии – «EASY-CI».

Рекомендуется проводить мониторинг/диагностику коррозии и антикоррозионные мероприятия по защите трубопроводов и оборудования, для своевременного предотвращения их коррозионного износа и обеспечения безопасной эксплуатации.

Сероводород и углекислый газ, в составе газа, соединяясь с водой при определенных термобарических условиях, могут образовывать твердые кристаллические соединения — газовые гидраты. Гидраты, отлагаясь в стволе скважины, в системе сбора и транспорта газа резко уменьшают их пропускную способность. Предупреждение гидратообразования осуществляется вводом ингибиторов, осушкой газа от паров воды, поддержанием температуры газа выше температуры гидратообразования, поддержанием давления ниже давления гидратообразования. В настоящее время для предупреждения гидратообразования, устья скважин ВУ-1, ВУ-2 и АГЗУ-4 снабжены теплоэлектронагревателями (ТЭН), а также производится подача ингибитора гидратообразования «EASY-GG».

В 2021г. Атырауским филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» была выполнена НИР по борьбе с гидратообразованием и другими осложнениями на месторождении Восточный Урихтау, в рамках данной работы были рекомендованы следующие технологии для решения проблематики гидратообразования:

- Применение саморегулирующегося нагревательного кабеля, для постоянного поддержания температуры на устье скважин.
- Применение технологии «ИВЧТА», основанная на использовании сильноточной импульсной высокочастотной энергии.

Проектные решения

В период пробной эксплуатации на месторождении Восточный Урихтау планируется ввод следующих скважин:

- ВУ-3, ввод в эксплуатацию 01.12.2022;
- ВУ-4, ввод в эксплуатацию 01.12.2022;
- ВУ-5, ввод в эксплуатацию 12.05.2023;
- ВУ-6, ввод в эксплуатацию 12.05.2023.

Программа утилизации газа

15 октября 2020 года по итогам заседания Рабочей группы была утверждена «Корректировка программы развития переработки сырого газа на месторождении Восточный Урихтау ТОО «Урихтау Оперейтинг» в период пробной эксплуатации на 2021 г.». Согласно «Корректировке программа развития переработки сырого газа..», сжигание сырого газа при пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау, составляет, в период с 01.01—31.08.21 гг. – 44,799 млн м³, при добыче газа—44,799 млн м³, в период с 01.09—31.12.21 гг. – 0,877 млн м³, при добыче газа—44,151 млн м³. На период 01.01.21—31.08.21 было получено разрешение на сжигание сырого газа при пробной эксплуатации (KZ37VPC00013755), которое составило 44,799646 млн.м³.

18 марта 2021 года была рассмотрена «Корректировка программы развития переработки сырого газа на месторождении Восточный Урихтау ТОО «Урихтау Оперейтинг» в период пробной эксплуатации на 2021 г.», с технологическими показателями на период 01.09—31.12.21 гг.: объем сжигания сырого газа составляет 44,151 млн м³, при аналогичном показателе добычи газа. Получено разрешение на сжигание в факелах сырого газа при пробной эксплуатации—44,151 млн м³ (KZ64VPC00014821).

До декабря 2021 года, весь попутно-нефтяной газ планируется сжигаться на факелах ДНС, в связи со строительными работами газопровода и установки на ДНС установки осушки газа (УОГ).

Согласно Протокола заседания Рабочей группы №14 от 16.09.21 г., была утверждена «Корректировка программы развития переработки сырого газа на месторождении Восточный Урихтау ТОО «Урихтау Оперейтинг» в период пробной эксплуатации на 2022 г.», объем сжигания сырого газа при пробной эксплуатации с 01.01—30.10.22 составил 76,0 млн. м³, при добыче газа 136,0 млн. м³. (Основной руководящий документ «Проект пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау» 2019 г.). Объем газа 60 млн.м³ планировалось направлять на подготовку на УКПГ-40 Кожасай ТОО «Gas processing Company» (согласно разработанной Дорожной Карте по реализации проекта «Обустройство нефтяной оторочки месторождения, 2 очередь, строительство газопровода и установки осушки газа планировалось завершить до конца 2021г.).

На данный момент, проведение работ по строительству газопровода до УКПГ-40 Кожасай ТОО «Gas processing Company» планируется завершить 31.08.2022 г. На период строительства газопровода весь добываемый газ будет сжигаться на факеле ДНС.

В дальнейшем, по завершению строительных работ по газопроводу и проведению пуско-наладочных работ, с 01.09.2022 г. газ будет направляться на УКПГ-40 Кожасай ТОО «Gas processing Company».

Баланс добычи и распределения сырого газа приведен в таблице 6.6.1.

Таблица 2.3 - Баланс добычи и распределения сырого газа

Наименование	Годы		
	2021 г.	2022	01.01.2023-31.05.2023
Объем добычи газа, млн м ³	22,206	33,189	32,382
Объем сырого газа на переработку в УКПГ-40 Кожасай ТОО «Gas processing Company», млн м ³	-	14,613	30,589
Объем сжигания газа при пробной эксплуатации (V _{IV}), млн м ³	22,206	18,576*	1,793**

Примечание:

* - В 2022 году планируется освоение скважин ВУ-3, ВУ-4. Объем сжигания газа при освоении скважин за 2022 год составит - 2,846 млн.м³ (из расчета, период освоения 1 скважины – 30 суток).

На 2022 год также запланирован капитальный ремонт скважины ВУ-1, объем сжигания газа составит – 1,362 млн.м³ (из расчета, период ремонта – 30 суток)

** - В 2023 году планируется освоение скважин ВУ-5, ВУ-6. Объем сжигания газа при освоении скважин за 2023 год составит - 1,793 млн.м³ (из расчета, период осования 1 скважины – 30 суток).

2.5 Санитарно-бытовые условия для работников при проведении работ

Обустройство вахтового поселка и промышленной зоны при проведении работ будет более детально рассмотрено на следующем этапе проектирования в техническом проекте на строительство скважин. В данном разделе дается характеристика обустройство временных объектов при проведении оценочных работ.

Территория поселка должна быть оснащена жилыми помещениями, соответствующими ожидаемым условиям окружающей среды, емкостями для питьевой воды, помещениями и средствами связи, средствами подачи электроэнергии, ремонтными мастерскими, автостоянкой.

При проведении планируемых работ на месторождении Восточный Урихтау стационарные бытовые помещения должны быть оборудованы: душевыми, помещениями для обогрева работающих, устройствами для сушки специальной одежды и обуви, в условиях жаркого климата – помещением для охлаждения рабочего персонала.

Обеспечение. Организация питания – трехразовое. Доставка продуктов будет осуществляться согласно договору со специализированной организацией (подрядчик будет определен по результатам тендера). Количество персонала, обслуживающих буровые работы, составляет 30 человек.

Электроснабжение вахтового поселка. Вблизи вахтового поселка отсутствует государственная сеть электрокоммуникаций. Система энергоснабжения будет состоять из дизельных генераторов.

Транспортные средства. На территории промышленной зоны (площадки буровой) будет запланировано обустройство следующих объектов:

- Буровой установки;
- Системы энергоснабжения;
- Емкость для дизтоплива;
- Емкостей для технической воды;
- Блоков для приготовления бурового раствора;
- Площадки ремонтной мастерской;
- Насоса перекачки топлива;
- Насосной установки буровой;
- Пожарного устройства;
- Платформ и площадок промышленной зоны.
- Вагон-домики для работников.

Для санитарно-бытового обеспечения производственной деятельности и отдыха персонала бригады, других работников, участвующих в процессе строительства скважины по действующим СНИП, техническим проектом должно предусматриваться:

- Устройство вахтового поселка по расчетной численности мест жилья, отдыха, душевой, шкафами для хранения спецодежды, умывальниками, туалетами, закрытой системой канализации;
- Устройство емкости для хранения пресной воды с герметичным люком и устройством для отбора проб воды, а также кипятильников (типа “Титан”) для круглосуточного обеспечения кипяченой водой;
- Устройство склада для продуктов с холодильниками;
- Устройство мест для сбора, утилизации отходов, мусора на удалении не менее 30 м от мест проживания;
- Обеспечение сменными спальными принадлежностями;
- Обеспечение инвентарем для отдыха (телевизор, настольные игры, спортивный инвентарь);
- Обеспечение системами кондиционирования (вентиляции) и обогрева жилых и производственных помещений.

Основные рабочие места в производственных помещениях и на объектах, где в воздух рабочей зоны поступает сероводород, должны оборудоваться автоматическими газоанализаторами с сигнализацией.

Для защиты персонала от воздействия ОВПФ и травмоопасных ситуаций проектом предусматривается обеспечение членов бригады по «Отраслевые нормы бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и др. средств индивидуальной защиты работникам предприятия нефтяной, газовой, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности» утвержденной Министерством труда и социальной защиты населения РК 14.10.2003г.

Персонал обязан носить средства индивидуальной защиты в местах обязательного использования СИЗ, а также в условиях появления опасных факторов, которые могут нанести ущерб здоровью человека в результате прямого физического контакта, либо через органы дыхания или контакт с кожей.

Для объектов, расположенных на территории участка, таких как: объекты, строительные участки, складских помещений и баз, обязательно ношение следующих видов СИЗ:

Каска; защитный костюм, защитные очки; защитная обувь.

Для отдельных видов работ или на определенных производственных участках сверх предписанного минимума могут потребоваться дополнительные СИЗ. В таком случае использование дополнительных СИЗ должно оговариваться в наряде-допуске на проведение работ или же предписываться специальным знаком.

Мероприятия по промышленной санитарии

Производственные помещения должны выполняться в соответствии с санитарными нормами проектирования промышленных предприятий.

Производственные помещения должны иметь:

- удобные и безопасные входы и выходы;
- твердый, ровный пол, удобный для очистки и ремонта;
- размещение оборудования, позволяющее производить беспрепятственный и безопасный осмотр, обслуживание, ремонт, монтаж и демонтаж;
- устройства для естественного освещения и проветривания;
- искусственное освещение по нормам «Требования промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли».

Основные строительные требования к помещениям для обслуживания работающих принимаются в проектах в соответствии с СНиП, а санитарно-гигиенические требования и отдельные строительные требования специального характера - по санитарным нормам проектирования производственных объектов.

При отсутствии на буровой вахтового комплекса, вне буровой на безопасном расстоянии (высота вышки + 10 м) размещается вагон бурового мастера, культ будка - помещение для обогрева и отдыха персонала, устройство кипячения воды, аптечка с набором медикаментов и материалов для оказания первой доврачебной помощи, комната для приема пищи, туалетная комната, комната для переодевания, хранения и сушки спецодежды. Сам вахтовый комплекс должен находиться на расстоянии не менее 5000м от буровой установки. В его состав входит: 5 жилых вагонов для персонала общей вместимостью 30 человек, душевая (туалет) для 1 рабочей смены (15 человек) - 3 душевых сеток, 3 умывальника, продуктовый склад для хранения продуктов питания, столовая на 15 мест. Количество гардеробных отделений на 1 человека – 2 отделения. Уборные и места утилизации отходов размещаются на расстоянии не менее 30 м от помещений.

Работающие всех производственных объектов должны обеспечиваться горячим питанием. Расстояние до столовых не должно превышать 300 метров, а на производствах с непрерывным технологическим процессом и, соответственно, с не регламентированным обеденным перерывом - 75 м. При доставке горячего питания на объекты, организуются

пункты приема пищи. Для работающих в буровых бригадах в комплексе обустройства буровой установки оборудуется столовая (вагон-столовая). Допускается организация питания путем доставки пищи из базовой столовой на буровую, с раздачей и приемом пищи в специально выделенном помещении.

Все санитарно-бытовые помещения должны иметь отопление и освещение, содержаться в чистоте, проветриваться, периодически дезинфицироваться.

Вентиляция.

а) Вагончики оборудуются системой кондиционирования воздуха – кондиционерами марки SAMSUNG-0,9 из проекта, что площадь вагончика 16м³. Вагон мастера приспособлен для жилья, укомплектован компьютером.

Отопление.

а) В жилых вагончиках отопление осуществляется от электросети. Санитарно-бытовые помещения должны соответствовать всем требуемым условиям, в том числе входными тамбурами, раздевалками и другими помещениями, отвечающими Санитарно-эпидемиологические правилами и нормами. На объектах общественного питания должны быть предусмотрены бытовые помещения в соответствии с требованиями «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам общественного питания» приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 17 февраля 2022 года № КР ДСМ-16.

Таблица 2.4 - Санитарно-бытовые помещения

№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Количество, шт.
1	Для буровой бригады: Вахтовый поселок в том числе:	на 15мест (в одну смену)
	вагон-столовая	2
	вагон-сушилка	1
	вагон-прачечная	1
	вагон-гостинница	2
	вагон-медпункт	1
	вагон-склад	2
	вагон-раздевалка	2
	вагон-дом (жилье)	5
2	Мастерская (обогрев, освещение)	1
3	Лаборатория (обогрев, освещение)	1
4	Установка для обработки воды для питья с обратным осмосом	1
5	Генераторная установка для лагеря 300кВт	1

Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха

Вентиляция, отопление и кондиционирование воздуха производственных зданий и сооружений (включая помещения пультов управления, кабины крановщиков и др. изолированные помещения) проектируется из расчета обеспечения в рабочей зоне (на постоянных и непостоянных рабочих местах) во время проведения основных и ремонтно-вспомогательных работ метеорологических условий и содержания вредных веществ в воздухе, регламентируемых настоящими нормами.

Таблица 2.5 - Минимальный расход наружного воздуха

Помещение с естественным проветриванием	Без естественного проветривания			Приточные системы
	Расход			
расход в м ³ /ч на человек	м ³ /ч на человек	об/ч	% общего воздухообмена, не более	
30 20	60	1	-	Без рециркуляции или с рециркуляцией при кратности воздухообмена 10 обменов в час и менее
	60	-	20	с рециркуляцией при кратности общего воздухообмена менее 10 обменов в час
	90	-	15	
	120	-	10	

3 СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ТЕРРИТОРИЙ

3.1 Социально-экономические условия района

Район исследования находится на территории Мугалжарского района Актюбинской области Республики Казахстан. Областной центр г. Актобе находится на расстоянии 215 км. на северо-восток. Административным центром Мугалжарского района является г. Кандыгаш. Территориальное размещение населенных пунктов не равномерное, в основном они расположены вдоль железной дороги (Алматы-Москва, Атырау-Орск), автомобильных дорог. На территориях районов находятся железнодорожные станции Эмба, Кандыгаш, Шубаркудук, где расположены предприятия, обслуживающие работу железной дороги по территории района.

Актюбинская область обладает уникальной минерально-сырьевой базой. Полезные ископаемые – это основной потенциал области, обеспечивающий бюджет стабильными доходами, а также важными деловыми партнерскими отношениями со странами СНГ и Дальнего Зарубежья.

Мугалжарский район расположен к юго-западу от г. Актобе, районный центр – г. Кандыгаш. Площадь района равна 27,9 тыс. км². Количество населенных пунктов 42, количество сельских администраций – 12.

Демография

Численность населения определяется при переписи. В период между переписями данные о численности и возрастно-половом составе населения получают расчетным путем, опираясь на данные переписи и текущего учета движения населения.

Численность населения области на 1 января 2020г. составила 902,6 тыс. человек, в том числе городского 568,5 тыс. человек, сельского 334,1 тыс. человек. По сравнению с 1 января 2019г. численность населения увеличилась на 11,9 тыс. человек или на 1,39%.

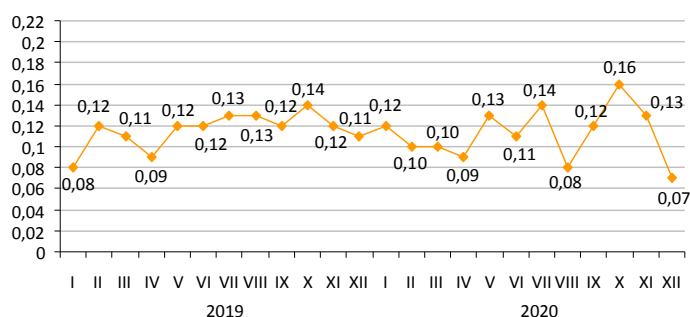


Рисунок 3.0.1 - Изменение темпов прироста численности населения

Среднемесячная номинальная заработная плата, начисленная работникам за III квартал 2020г. составила 128563 тенге. Прирост к соответствующему периоду 2019г. составил 7,5%. Индекс реальной заработной платы к III кварталу 2020г. составил 103%.

Численность населения Мугалжарского района составляет – 71 153 человек, число родившиеся 1836 человек.

Текущие оценки на начало года рассчитываются на основании итогов последней переписи населения, к которым ежегодно прибавляются числа родившихся и прибывших на данную территорию и из которых вычитаются числа умерших и выбывших с данной территории. Текущие оценки численности населения за прошедшие годы уточняются на основании итогов очередной переписи.

Актюбинская область относится к основным нефтедобывающим регионам Республики Казахстан и имеет довольно высокий промышленный потенциал. В выпуске товарной продукции доля промышленности в области выше, чем в целом по стране.

На территории района находятся богатые нефтью и газом месторождения Жанажол, Кенкияк и Алибекмола, что способствует развитию горнодобывающей промышленности.

В январе 2020г. промышленной продукции произведено на 157 млрд. тенге, в том числе в горнодобывающей и обрабатывающей отраслях – соответственно на 80,9 и 47,5 млрд. тенге, в электроснабжении, подачи газа, пара и воздушного кондиционирования – на 8,8 млрд. тенге, в водоснабжении, канализационной системе, контроле над сбором и распределением отходов – на 0,8 млрд. тенге.

Основные виды производимой промышленной продукции: нефть, газ нефтяной попутный, строительный камень, природные пески, галька, гравий, щебень, продукты переработки нефти, мясо, хлеб, электроэнергия.

Таблица 3.1- Основные показатели работы промышленности по Мугалжарскому району

	Январь 2020г., млн. тенге	Январь 2020г. в % к январю 2019г.	Январь-2020г. в % к январю 2019г.
Промышленность	33 117,2	102,5	97,2
Сельское хозяйство	675,7	102,6	101,4
Строительство	281,6	80,0	100,1
Инвестиции в основной капитал	1 562,6	109,3	37,8
Ввод жилья, кв. метров	1 456	101,0	126,5
Розничная торговля	331,9	102,3	102,1

Ко всем категориям хозяйств относятся сельхозпредприятия, крестьянские (фермерские) хозяйства и хозяйства населения.

Сельскохозяйственные предприятия – юридические лица с основным видом деятельности в сфере сельского хозяйства. Местные единицы-подразделения юридических лиц в форме подсобных хозяйств, основным видом деятельности которых является производство сельскохозяйственной продукции.

Валовый выпуск продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе 2020г. составил – 9402 млн. тенге, из них валовая продукция животноводства – 8279,6 млн. тенге, валовая продукция растениеводства – 1122,4 млн. тенге.

Таблица 3.2 - Сельское хозяйство Актюбинской области

	Единица измерения	Январь 2020г.	В процентах к соответствующему периоду 2019г.
Численность основных видов скота и птицы*			
Крупный рогатый скот	тыс. голов	456,1	107,4
Овцы	тыс. голов	942,3	102,7
Козы	тыс. голов	136,1	107,4
Свиньи	тыс. голов	58,4	110,9
Лошади	тыс. голов	124,8	112,5
Птица	тыс. голов	1 287,3	95,8
Производство основных видов продукции животноводства			
Забито в хозяйстве или реализовано на убой скота и птицы (в живом весе)	тыс. тонн	10,2	103,7
Надоено молока коровьего	тыс. тонн	5,4	103,8
Получено яиц куриных	млн. штук	20,0	110,3
Настрижено шерсти овечьей	тонн	-	-
Продуктивность скота и птицы			
Средний надой молока на одну дойную корову	кг	43	102,4

Средний выход яиц на одну курицу-несушку	штук	22	104,8
Средний настриг шерсти с одной овцы	кг	-	-

Продукция растениеводства включает стоимость продуктов, полученных из урожая данного года, стоимость выращивания молодых многолетних насаждений и изменение стоимости незавершенного производства от начала к концу года.

Объем строительно-монтажных работ по сравнению с январем 2019г. увеличился на 12,9% и составил 4212,1 млн. тенге. Объем строительных работ по капитальному ремонту по сравнению с январем 2019г. увеличился на 42,5%, а по текущему ремонту уменьшился на 68,9%.

Наибольший удельный вес в общем объеме строительных работ занимали работы по строительству шахт, объем которых составил (1635,9 млн. тенге), строительство прочих инженерных сооружений, не включенных в другие группировки (1458,5 млн. тенге), строительство жилых зданий (293,8 млн. тенге), строительство прочих распределительных инженерных сооружений (224,3 млн. тенге) и строительство нежилых зданий, за исключением стационарных торговых объектов категории 1,2 (155,8 млн. тенге).

В январе 2020г. на строительство жилья направлено 5327,6 млн. тенге. В общем объеме инвестиций в основной капитал доля освоенных средств в жилищном строительстве составила 22,3%.

Основными источниками финансирования жилищного строительства в январе 2020г. являются собственные средства застройщиков, удельный вес которых составляет 78,9%.

4 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

4.1 Природно-климатические условия

Климат района резко континентальный с жарким сухим летом, продолжительной холодной зимой, с большими суточными и сезонными колебаниями температуры воздуха. Самое холодное время года – январь и февраль, когда температура опускается до минус 30 минус 35⁰С. Зимой наблюдается продолжительный период морозной погоды, который начинается примерно в середине декабря. Период морозной погоды продолжается до середины марта.

Лето сухое, жаркое, безоблачное и продолжительное, температура поднимается до плюс 30 плюс 40⁰С. Солнечное сияние летом продолжается от 10 до 12 часов в сутки, зимой соответственно 5-6 часов. За год составляет 2600-2700 часов. Устойчивый переход температуры через плюс 15⁰С (условное начало лета) наступает во второй половине первой декады мая, а осенью этот переход совершается в середине сентября. Средняя температура летних месяцев составляет плюс 22 плюс 24⁰С.

Безморозный период длится 165-170 дней. В последней декаде сентября возможны умеренные заморозки как воздуха, так и почвы. Отмечаются морозные погоды при температуре воздуха ниже минус 25 и ветре более 6 м/с. В особо морозные зимы температура опускается до минус 40⁰С.

Таблица 4.1 - Общая климатическая характеристика

Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности, η	1,0
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (февраль)	-14,7 градуса мороза
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июнь)	29,9 градуса тепла
Среднегодовое количество осадков	245,5 мм
Количество осадков за холодный период года (с XI по III)	99,9 мм
Количество осадков за теплый период года (с IV по X)	142,2 мм
Среднее число дней с пыльными бурями	-
Скорость ветра, превышение которой составляет 5%	14 м/с

Таблица 4.2 - Среднемесячная и годовая температура воздуха (градус С)

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-11.2	-11.2	-4.8	7.5	15.2	21.9	23.7	22.1	15.2	6.4	-2.8	-8.8	6.1

Таблица 4.3 - Средние месячные и среднегодовые скорости ветра, м/сек

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
5.3	5.7	5.3	4.3	3.9	3.7	3.4	3.4	3.4	3.9	4.2	4.7	4.3

Таблица 4.4- Средняя годовая повторяемость (%) направлений ветра и штилей

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
5	7	21	19	9	16	12	11	26



Рисунок 4.1 – Роза ветров

4.2 Современное состояние атмосферного воздуха

При проведении фоновых исследований на структуре современное состояние всех составляющих окружающей среды оценивалось на основе результатов полевых исследований проведенных в 2021г.

Производственный контроль воздушного бассейна включает в себя два основных направления деятельности:

- мониторинг эмиссий – наблюдения на источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целях контроля за соблюдением нормативов ПДВ;
- мониторинг воздействия – оценка фактического состояния загрязнения атмосферного воздуха в конкретных точках наблюдения на местности. Это, как правило, точки на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) или ближайшей жилой зоны, или территории, к которым предъявляются повышенные требования к качеству атмосферного воздуха: зоны санитарной охраны курортов, крупные санатории, дома отдыха, зоны отдыха городов.

Отчет по производственному экологическому контролю на месторождении Урихтау за 2021г. проводил ТОО «Алия и Ко» по программе мониторинга, утвержденной государственными контролирующими органами.

Целью мониторинга атмосферного воздуха являлось получение информации о содержании загрязняющих веществ в атмосфере, на границе СЗЗ.

Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ за I-IV кварталы 2021г. представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха на границе СЗЗ за 2021г

<i>Точки отбора проб</i>	<i>Наименование загрязняющих веществ</i>	<i>Фактическая концентрация</i>	<i>Норма ПДК м.р. мг/м3</i>	<i>Наличие превышения ПДК, кратность</i>
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
Граница СЗЗ Юга – Западное направление	Азот диоксид	<0.02	0,085	не превышает
	Оксид азота	<0.03	0.4	
	Сажа	<0.025	0.15	
	Диоксид серы	<0.025	0.5	
	Углерод оксид	<1.5	5.0	
	Формальдегид	<0.0015	0,035	
	Углеводороды пред. С12-С19	<0.5	1,0	
Граница СЗЗ Северо-восточное направление	Азот диоксид	<0.02	0,085	не превышает
	Оксид азота	<0.03	0.4	
	Сажа	<0.025	0.15	
	Диоксид серы	<0.025	0.5	
	Углерод оксид	<1.5	5.0	
	Формальдегид	<0.0015	0,035	
	Углеводороды пред. С12-С19	<0.5	1,0	
Вахтовый поселок Юга – Западное направление	Диоксид азота	<0.02	0,085	не превышает
	Оксид азота	<0.03	0.4	
	Сажа	<0.025	0.15	
	Диоксид серы	<0.025	0.5	
	Углерод оксид	<1.5	5.0	
	Бенз(а)пирен	0	0	
	Формальдегид	<0.0015	0,035	
Углеводороды пред.С12-С19	<0.5	1,0		
Вахтовый поселок Северо-восточное направление	Диоксид азота	<0.02	0,085	не превышает
	Оксид азота	<0.03	0.4	
	Сажа	<0.025	0.15	
	Диоксид серы	<0.025	0.5	
	Углерод оксид	<1.5	5.0	
	Бенз(а)пирен	0	0	
	Формальдегид	<0.0015	0,035	
Углеводороды пред.С12-С19	<0.5	1,0		
Территория ДНС Юга – Западное направление	Диоксид азота	<0.02	0,085	не превышает
	Оксид азота	<0.03	0.4	
	Диоксид серы	<0.025	0.5	
	Оксид углерода	<1.5	5.0	
	Углеводороды пред. С12-С19	<0.5	1,0	
	Формальдегид	<0.0015	0,035	
	Сероводород	<0.004	0.008	

Территория ДНС Северо-восточное направление	Диоксид азота	<0.02	0,085	не превышает
	Оксид азота	<0.03	0,4	
	Диоксид серы	<0.025	0,5	
	Оксид углерода	<1.5	5,0	
	Углеводороды пред. C12-C19	<0.5	1,0	
	Формальдегид	<0.0015	0,035	
	Сероводород	<0.004	0.008	
Эксплуатационная скв. ВУ - 1	Диоксид азота	<0.02	0,085	не превышает
	Оксид азота	<0.03	0,4	
	Диоксид серы	<0.025	0,5	
	Оксид углерода	<1.5	5,0	
	Углеводороды пред. C12-C19	<0.5	1,0	
	Формальдегид	<0.0015	0,035	
	Сероводород	<0.004	0.008	
Эксплуатационная скв. ВУ - 2	Диоксид азота	<0.02	0,085	не превышает
	Оксид азота	<0.03	0,4	
	Диоксид серы	<0.025	0,5	
	Оксид углерода	<1.5	5,0	
	Углеводороды пред. C12-C19	<0.5	1,0	
	Формальдегид	<0.0015	0,035	
	Сероводород	<0.004	0.008	

Вывод: Анализ, проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха, на границе санитарно-защитной зоны месторождения Урихтау, показал, что за 2021г. максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ по всем анализируемым веществам в точках отбора проб незначительны. Концентрации ЗВ находятся в допустимых пределах и не превышают санитарно-гигиенические нормы предельно-допустимых концентраций (ПДК м. р.), установленных для населенных мест.

4.3 Поверхностные и подземные воды

Гидрография района представлена реками Темир и Жем. На территории месторождения Урихтау в средней части с северо-восток на юго-запад протекает река Жем.

На месторождении Восточный Урихтау промплощадки скважин и других проектируемых объектов будут располагаться за пределами водоохраной зоны – не ближе 500м от реки Жем.

Расстояния от точек проектных скважин до ближайшего водного объекта реки Жем представлены ниже:

- *от скважины ВУ-3 составит 1964м;*
- *от скважины ВУ-4 составит 2184м;*
- *от скважины ВУ-5 составит 1680м;*
- *от скважины ВУ-6 составит 2536м.*

В гидрологическом отношении исследуемый район расположен на восточном борту Прикаспийского артезианского бассейна (Урало-Эмбинская система малых артезианских бассейнов). Своеобразие геологического строения, обусловленное солянокупольной тектоникой, предопределило сложные гидрогеологические условия района. Основными факторами, влияющими на формирование химического состава и минерализации подземных вод в пределах описываемой территории, являются: климат литологический состав водовмещающих пород, степень их трещиноватости, сложные тектонические условия, создающие, с одной стороны, возможность подтока высокоминерализованных вод по зонам разлома, а с другой – затрудняющие движение подземных вод и связь отдельных водоносных горизонтов с областями их питания.

4.3.1 Современное состояние водных ресурсов

Задачами мониторинга вод в 2021г является наблюдение за изменением качественных показателей, а также контроль соответствия их с санитарно-гигиеническими требованиями. Целью мониторинга подземных вод является получение информации о качественном составе подземных вод в результате антропогенной деятельности в процессе проведения работ на месторождении Урихтау. Для выявления влияния деятельности предприятия на подземные воды проводится химический анализ проб.

Для оценки антропогенного влияния деятельности предприятия на поверхностные воды проводится химический анализ проб. Пробы воды с реки Эмба отбирались с пробоотборником в двух точках: до входа и после выхода реки за границу конкретной территории.

Результаты химического анализа проб подземных и поверхностных вод за 2021г приведены в таблицах 4.6-4.7.

Таблица 4.6 - Результаты мониторинга поверхностных вод за 2021г

Точки отбора	Наименование	Фактическая	Норма	Наличие	Предложения по
--------------	--------------	-------------	-------	---------	----------------

<i>проб*</i>	<i>загрязняющих веществ</i>	<i>концентрация</i>	<i>ПДК мг/л</i>	<i>превышения ПДК, кратность</i>	<i>устранению нарушений и улучшению экологической обстановки</i>
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>
поверхностные воды					
р.Жем выше по течению Т1	рН	7,52	6-9	Не превышает	--
	Кальций, мг/дм ³	114,0	не норм.		
	Магний, мг/дм ³	48,0	не норм.		
	Гидрокарбонаты, мг/дм ³	219,6	не норм.		
	Карбонаты, мг/дм ³	<8,0	не норм.		
	Хлориды, мг/дм ³	220,0	350,0		
	Сульфаты, мг/дм ³	163,0	500,0		
	Фосфаты, мг/дм ³	н/обн	3,5		
	Натрий, мг/дм ³	75,1	200,0		
	Калий, мг/дм ³	5,4	не норм.		
	Азот аммонийный, мг/дм ³	0,14	2,0		
	Азот нитратный, мг/дм ³	0,90	45,0		
	Азот нитритный, мг/дм ³	<0,01	3,0		
	Железо общее, мг/дм ³	<0,04	0,3		
	Хром (VI), мг/дм ³	<0,01	0,05		
	Медь, мг/дм ³	<0,05	1,0		
	Цинк, мг/дм ³	<0,05	5,0		
	БПК ₅ , мг-О ₂ /дм ³	3,3	6,0		
	ХПК, мг-О/дм ³	9,4	30,0		
	АПАВ, мг/дм ³	<0,05	0,5		
Взв. вещества, мг/дм ³	12,0	30,0			
Нефтепродукты, мг/дм ³	<0,005	0,1			
Фенолы, мг/дм ³	<0,0005	0,001			
Сухой остаток, мг/дм ³	846,5	1500			
р. Жем ниже по течению Т2	рН	7,38	6-9	Не превышает	--
	Кальций, мг/дм ³	110,0	не норм.		
	Магний, мг/дм ³	40,0	не норм.		
	Гидрокарбонаты, мг/дм ³	183,0	не норм.		
	Карбонаты, мг/дм ³	<8,0	не норм.		
	Хлориды, мг/дм ³	199,5	350,0		
	Сульфаты, мг/дм ³	184	500,0		
	Фосфаты, мг/дм ³	н/обн	3,5		
	Натрий, мг/дм ³	77,7	200,0		
	Калий, мг/дм ³	5,6	не норм.		
	Азот аммонийный, мг/дм ³	0,19	2,0		
	Азот нитратный, мг/дм ³	0,72	45,0		
	Азот нитритный,	<0,01	3,0		

	мг/дм ³		
	Железо общее, мг/дм ³	<0,04	0,3
	Хром (VI), мг/дм ³	<0,01	0,05
	Медь, мг/дм ³	<0,05	1,0
	Цинк, мг/дм ³	<0,05	5,0
	БПК ₅ , мг-О ₂ /дм ³	3,6	6,0
	ХПК, мг-О/дм ³	10,2	30,0
	АПАВ, мг/дм ³	<0,05	0,5
	Взв. вещества, мг/дм ³	11,4	30,0
	Нефтепродукты, мг/дм ³	<0,005	0,1
	Фенолы, мг/дм ³	<0,0005	0,001
	Сухой остаток, мг/дм ³	800,7	1500

Таблица 4.7 - Результаты мониторинга подземных вод за 2021г

Точки отбора проб*	Наименование загрязняющих веществ	Фактическая концентрация	Норма ПДК мг/л	Наличие превышения ПДК, кратность
1	2	3	4	5
Подземные воды				
Мониторинговая скважина №1	рН	7,24	Не нормируется	--
	Кальций, мг/дм ³	40,0		
	Магний, мг/дм ³	24,0		
	Гидрокарбонаты мг/дм ³	195,2		
	Карбонаты, мг/дм ³	<8		
	Хлориды, мг/дм ³	49,0		
	Сульфаты, мг/дм ³	35,0		
	Фосфаты, мг/дм ³	0,058		
	Натрий, мг/дм ³	28,1		
	Калий, мг/дм ³	2,0		
	Азот аммонийный, мг/дм ³	0,08		
	Азот нитратный, мг/дм ³	0,25		
	Азот нитритный, мг/дм ³	<0,033		
	Железо общее, мг/дм ³	0,165		
	Хром (VI), мг/дм ³	н/обн		
	Медь, мг/дм ³	<0,05		
	Цинк, мг/дм ³	<0,05		
	БПК ₅ , мг-О/дм ³	4,55		
	ХПК, мг-О/дм ³	7,0		
АПАВ, мг/дм ³	<0,025			
Взв. вещества, мг/дм ³	13,0			
Нефтепродукты, мг/дм ³	0,010			
Фенолы, мг/дм ³	<0,0005			
Сухой остаток, мг/дм ³	373,6			
Мониторинговая скважина №2	рН	7,10	Не нормируется	--
	Кальций, мг/дм ³	44,0		
	Магний, мг/дм ³	20,4		
	Гидрокарбонаты мг/дм ³	146,4		
	Карбонаты, мг/дм ³	<8		
	Хлориды, мг/дм ³	35,0		
	Сульфаты, мг/дм ³	31,3		
	Фосфаты, мг/дм ³	0,071		
Натрий, мг/дм ³	3,63			

	Калий, мг/дм ³	0,3		
	Азот аммонийный, мг/дм ³	0,15		
	Азот нитратный, мг/дм ³	0,42		
	Азот нитритный, мг/дм ³	<0,033		
	Железо общее, мг/дм ³	0,230		
	Хром (VI), мг/дм ³	н/обн		
	Медь, мг/дм ³	<0,05		
	Цинк, мг/дм ³	<0,05		
	БПК ₅ , мг-О/дм ³	4,03		
	ХПК, мг-О/дм ³	6,2		
	АПАВ, мг/дм ³	<0,025		
	Взв. вещества, мг/дм ³	17,0		
	Нефтепродукты, мг/дм ³	0,009		
	Фенолы, мг/дм ³	<0,0005		
	Сухой остаток, мг/дм ³	275,3		
Мониторинговая скважина №3	рН	7,29	Не нормируется	--
	Кальций, мг/дм ³	38,0		
	Магний, мг/дм ³	11,4		
	Гидрокарбонаты мг/дм ³	158,6		
	Карбонаты, мг/дм ³	<8		
	Хлориды, мг/дм ³	35,0		
	Сульфаты, мг/дм ³	28,5		
	Фосфаты, мг/дм ³	0,084		
	Натрий, мг/дм ³	61,3		
	Калий, мг/дм ³	4,4		
	Азот аммонийный, мг/дм ³	0,23		
	Азот нитратный, мг/дм ³	0,31		
	Азот нитритный, мг/дм ³	<0,033		
	Железо общее, мг/дм ³	0,115		
	Хром (VI), мг/дм ³	н/обн		
	Медь, мг/дм ³	<0,05		
	Цинк, мг/дм ³	<0,05		
	БПК ₅ , мг-О/дм ³	3,9		
	ХПК, мг-О/дм ³	6,0		
	АПАВ, мг/дм ³	<0,025		
Взв. вещества, мг/дм ³	11,7			
Нефтепродукты, мг/дм ³	0,011			
Фенолы, мг/дм ³	<0,0005			
Сухой остаток, мг/дм ³	307,5			
Мониторинговая скважина №4	рН	7,25	Не нормируется	--
	Кальций, мг/дм ³	26,0		
	Магний, мг/дм ³	15,6		
	Гидрокарбонаты мг/дм ³	170,8		
	Карбонаты, мг/дм ³	<8		
	Хлориды, мг/дм ³	28,0		
	Сульфаты, мг/дм ³	39,5		
	Фосфаты, мг/дм ³	0,073		
	Натрий, мг/дм ³	40,3		
	Калий, мг/дм ³	2,9		
	Азот аммонийный, мг/дм ³	0,20		
	Азот нитратный, мг/дм ³	0,34		
	Азот нитритный, мг/дм ³	<0,033		
	Железо общее, мг/дм ³	0,310		
	Хром (VI), мг/дм ³	н/обн		
Медь, мг/дм ³	<0,05			

	Цинк, мг/дм ³	<0,05		
	БПК ₅ , мг-О/дм ³	4,22		
	ХПК, мг-О/дм ³	6,5		
	АПАВ, мг/дм ³	<0,025		
	Взв. вещества, мг/дм ³	10,0		
	Нефтепродукты, мг/дм ³	0,021		
	Фенолы, мг/дм ³	<0,0005		
	Сухой остаток, мг/дм ³	315,3		
Мониторинговая скважина №5	рН	7,41	Не нормируется	--
	Кальций, мг/дм ³	48,0		
	Магний, мг/дм ³	28,8		
	Гидрокарбонаты мг/дм ³	158,6		
	Карбонаты, мг/дм ³	<8		
	Хлориды, мг/дм ³	66,5		
	Сульфаты, мг/дм ³	61,0		
	Фосфаты, мг/дм ³	0,065		
	Натрий, мг/дм ³	29,4		
	Калий, мг/дм ³	2,1		
	Азот аммонийный, мг/дм ³	0,14		
	Азот нитратный, мг/дм ³	0,30		
	Азот нитритный, мг/дм ³	<0,033		
	Железо общее, мг/дм ³	0,280		
	Хром (VI), мг/дм ³	н/обн		
	Медь, мг/дм ³	<0,05		
	Цинк, мг/дм ³	<0,05		
	БПК ₅ , мг-О/дм ³	3,57		
	ХПК, мг-О/дм ³	5,5		
	АПАВ, мг/дм ³	<0,025		
Взв. вещества, мг/дм ³	13,5			
Нефтепродукты, мг/дм ³	0,027			
Фенолы, мг/дм ³	<0,0005			
Сухой остаток, мг/дм ³	373,5			
Мониторинговая скважина №6	рН	7,33	Не нормируется	--
	Кальций, мг/дм ³	54,0		
	Магний, мг/дм ³	32,4		
	Гидрокарбонаты мг/дм ³	170,8		
	Карбонаты, мг/дм ³	<8		
	Хлориды, мг/дм ³	77,0		
	Сульфаты, мг/дм ³	58,6		
	Фосфаты, мг/дм ³	0,096		
	Натрий, мг/дм ³	28,4		
	Калий, мг/дм ³	2,0		
	Азот аммонийный, мг/дм ³	0,19		
	Азот нитратный, мг/дм ³	0,50		
	Азот нитритный, мг/дм ³	<0,033		
	Железо общее, мг/дм ³	0,256		
	Хром (VI), мг/дм ³	н/обн		
	Медь, мг/дм ³	<0,05		
	Цинк, мг/дм ³	<0,05		
	БПК ₅ , мг-О/дм ³	3,96		
	ХПК, мг-О/дм ³	6,1		
	АПАВ, мг/дм ³	<0,025		
Взв. вещества, мг/дм ³	8,8			
Нефтепродукты, мг/дм ³	0,020			
Фенолы, мг/дм ³	<0,0005			
Сухой остаток, мг/дм ³	398,8			

Мониторинговая скважина №7	рН	7,48	Не нормируется	--
	Кальций, мг/дм ³	164,0		
	Магний, мг/дм ³	98,4		
	Гидрокарбонаты мг/дм ³	61,0		
	Карбонаты, мг/дм ³	<8		
	Хлориды, мг/дм ³	238,0		
	Сульфаты, мг/дм ³	180,5		
	Фосфаты, мг/дм ³	0,051		
	Натрий, мг/дм ³	106,0		
	Калий, мг/дм ³	7,6		
	Азот аммонийный, мг/дм ³	0,20		
	Азот нитратный, мг/дм ³	0,40		
	Азот нитритный, мг/дм ³	<0,033		
	Железо общее, мг/дм ³	0,201		
	Хром (VI), мг/дм ³	н/обн		
	Медь, мг/дм ³	<0,05		
	Цинк, мг/дм ³	<0,05		
	БПК ₅ , мг-О/дм ³	3,25		
	ХПК, мг-О/дм ³	5,0		
	АПАВ, мг/дм ³	<0,025		
Взв. вещества, мг/дм ³	7,5			
Нефтепродукты, мг/дм ³	0,022			
Фенолы, мг/дм ³	<0,0005			
Сухой остаток, мг/дм ³	628,8			
Мониторинговая скважина №15	рН	6,95	Не нормируется	--
	Кальций, мг/дм ³	40,0		
	Магний, мг/дм ³	26,4		
	Гидрокарбонаты мг/дм ³	146,4		
	Карбонаты, мг/дм ³	<8		
	Хлориды, мг/дм ³	35,0		
	Сульфаты, мг/дм ³	45,5		
	Фосфаты, мг/дм ³	0,045		
	Натрий, мг/дм ³	4,8		
	Калий, мг/дм ³	0,3		
	Азот аммонийный, мг/дм ³	0,45		
	Азот нитратный, мг/дм ³	0,49		
	Азот нитритный, мг/дм ³	<0,033		
	Железо общее, мг/дм ³	0,150		
	Хром (VI), мг/дм ³	н/обн		
	Медь, мг/дм ³	<0,05		
	Цинк, мг/дм ³	<0,05		
	БПК ₅ , мг-О/дм ³	4,55		
	ХПК, мг-О/дм ³	7,0		
	АПАВ, мг/дм ³	<0,025		
Взв. вещества, мг/дм ³	11,5			
Нефтепродукты, мг/дм ³	0,029			
Фенолы, мг/дм ³	<0,0005			
Сухой остаток, мг/дм ³	260,4			
Мониторинговая скважина №11	рН	7,34	Не нормируется	--
	Кальций, мг/дм ³	30,0		
	Магний, мг/дм ³	28,8		
	Гидрокарбонаты мг/дм ³	115,9		
	Карбонаты, мг/дм ³	<8		
	Хлориды, мг/дм ³	35,0		
	Сульфаты, мг/дм ³	62,4		
Фосфаты, мг/дм ³	0,029			

	Натрий, мг/дм ³	5,9		
	Калий, мг/дм ³	0,4		
	Азот аммонийный, мг/дм ³	0,45		
	Азот нитратный, мг/дм ³	0,52		
	Азот нитритный, мг/дм ³	<0,033		
	Железо общее, мг/дм ³	0,158		
	Хром (VI), мг/дм ³	н/обн		
	Медь, мг/дм ³	<0,05		
	Цинк, мг/дм ³	<0,05		
	БПК ₅ , мг-О/дм ³	1,85		
	ХПК, мг-О/дм ³	5,2		
	АПАВ, мг/дм ³	<0,025		
	Взв. вещества, мг/дм ³	10,9		
	Нефтепродукты, мг/дм ³	0,019		
	Фенолы, мг/дм ³	<0,0005		
Сухой остаток, мг/дм ³	280,3			
Мониторинговая скважина №12	рН	7,10	Не нормируется	--
	Кальций, мг/дм ³	36,0		
	Магний, мг/дм ³	21,6		
	Гидрокарбонаты мг/дм ³	158,6		
	Карбонаты, мг/дм ³	<8		
	Хлориды, мг/дм ³	21,0		
	Сульфаты, мг/дм ³	30,0		
	Фосфаты, мг/дм ³	0,050		
	Натрий, мг/дм ³	4,3		
	Калий, мг/дм ³	0,3		
	Азот аммонийный, мг/дм ³	0,40		
	Азот нитратный, мг/дм ³	0,40		
	Азот нитритный, мг/дм ³	<0,033		
	Железо общее, мг/дм ³	0,191		
	Хром (VI), мг/дм ³	н/обн		
	Медь, мг/дм ³	<0,05		
	Цинк, мг/дм ³	<0,05		
	БПК ₅ , мг-О/дм ³	4,55		
	ХПК, мг-О/дм ³	7,0		
	АПАВ, мг/дм ³	<0,025		
Взв. вещества, мг/дм ³	15,0			
Нефтепродукты, мг/дм ³	0,045			
Фенолы, мг/дм ³	<0,0005			
Сухой остаток, мг/дм ³	272,6			
Мониторинговая скважина №13	рН	7,09	Не нормируется	--
	Кальций, мг/дм ³	32,0		
	Магний, мг/дм ³	19,2		
	Гидрокарбонаты мг/дм ³	170,8		
	Карбонаты, мг/дм ³	<8		
	Хлориды, мг/дм ³	14,0		
	Сульфаты, мг/дм ³	25,9		
	Фосфаты, мг/дм ³	0,031		
	Натрий, мг/дм ³	15,0		
	Калий, мг/дм ³	1,0		
	Азот аммонийный, мг/дм ³	0,38		
	Азот нитратный, мг/дм ³	0,29		
	Азот нитритный, мг/дм ³	<0,033		
	Железо общее, мг/дм ³	0,201		
Хром (VI), мг/дм ³	н/обн			

	Медь, мг/дм ³	<0,05		
	Цинк, мг/дм ³	<0,05		
	БПК ₅ , мг-О/дм ³	4,29		
	ХПК, мг-О/дм ³	6,6		
	АПАВ, мг/дм ³	<0,025		
	Взв. вещества, мг/дм ³	9,0		
	Нефтепродукты, мг/дм ³	0,030		
	Фенолы, мг/дм ³	<0,0005		
	Сухой остаток, мг/дм ³	266,5		
Мониторинговая скважина №10	рН	7,51	Не нормируется	--
	Кальций, мг/дм ³	44,0		
	Магний, мг/дм ³	26,4		
	Гидрокарбонаты, мг/дм ³	134,2		
	Карбонаты, мг/дм ³	<8		
	Сульфаты, мг/дм ³	41,2		
	Фосфаты, мг/дм ³	0,031		
	Натрий, мг/дм ³	3,64		
	Калий, мг/дм ³	0,26		
	БПК ₅ , мгО ₂ /дм ³	2,5		
	ХПК, мгО/л	7,2		
	Взвешенные вещества, мг/дм ³	29,2		
	Нефтепродукты, мг/дм ³	0,035		
	Азот аммонийный, мг/дм ³	0,21		
	Азот нитритный, мг/дм ³	<0,033		
	Азот нитратный, мг/дм ³	0,11		
	Железо общее, мг/дм ³	0,44		
	Хром (VI), мг/дм ³	н/обн		
	Медь, мг/дм ³	<0,05		
	Цинк, мг/дм ³	<0,05		
СПАВ, мг/дм ³	<0,025			
Фенолы, мг/дм ³	0,011			
Хлориды, мг/дм ³	42,0			
Сухой остаток, мг/дм ³	284,2			

Вывод: Пробы воды сравнивались с перечнем предельно-допустимых концентрации (ПДК) и ориентировочно безопасных уровней воздействия (ОБУВ) вредных веществ, для воды рыбохозяйственных водоемов. По результатам химического анализа поверхностной воды повышению по нормам ПДК не обнаружено.

4.5 Почвенный покров

Рассматриваемая территория расположена в подзоне светло-каштановых почв. Почвообразующими породами служат легкие суглинки и супеси, реже средние суглинки, на которых формируются бурые почвы, часто в комплексе ли в сочетании с такырами и солончаками под солянково-полынной, с редкими эфемерами растительностью.

Для данной территории характерна комплексность почвенного покрова, где в основном представлены сочетания разновидностей светло-каштановых различной степени засоленности. Светло каштановые почвы являются зональными и занимают большие площади на территории.

Почвообразующими породами служат элювиально-делювиальные отложения различного механического состава, как незаселенные, так засоленные в различной степени. По механическому составу выделяются легко и среднесуглинистые разновидности. Среди фракций в легкосуглинистых почвах доминируют фракции мелкого песка (0,25-0,05мм).

Пойменные луговые светло-каштановые почвы получили ограниченное распространение, встречаются одним контуром по сухому руслу реки Атжаксы. Солонцы светло-каштановые средние – выделяются как однородными контурами, так и небольшими пятнами среди светло каштановых солончаковатых и солончаковых, лугово-светлокаштановых солончаковых почв, часто образуя комплексы. Формируются в долине реки Атжаксы и по волнистой равнине. Почвообразующими породами служат засоленные глины и суглинки. По механическому составу эти почвы легко и среднесуглинистые.

4.6 Растительный покров

Рассматриваемая территория в основном формируются сообщества с доминированием плотнoderновинных злаков: типчака (*Festuca valesiaca*, *F.beckerii*) и ковыля-тырсы (*Stipa sareptana*). Субдоминантами выступают дерновинные злаки (*Stipa capillata*, *Koeleria gracilis*, *Agropyron flagile*) и полыни (*Artemisia lerchiana*, *A.austriaca*). В составе сообществ часто присутствует значительная доля ксерофитного пустынно-степного разнотравья (*Potentilla bifurca*, *Dianthus lptopetalus*, *Linosyris tatarica*, *Taracetum millefolium*). В оврагах и логах присутствует ярус кустарников с доминированием таволги

(*Spiraea hypericifolia*), караганы кустарниковой (*Caragana frutex*).

Эти сообщества отличаются высокой видовой насыщенностью. На светло-каштановых супесчаных почвах преобладают тырсово-ковыльковые (*Stipa lessindiana*, *S.capillata*), еркеково-тырсиковые (*Stipa sareptana*, *Agropyron flagile*), житняково-тырсиковые (*Stipa sareptana*, *Agropyron cristatum*) сообщества. На эродированных и перевыпасаемых участках в этих сообществах доминирует полынь Лерховская (*Artemisia lerchana*). Видовое разнообразие сообществ низкое 8-10 видов. Из разнотравья обычны молочай Сегиеровский (*Euphorbia sequierana*), цмин песчаный (*Helishrisum arenarium*), полынь песчаная (*Artemisia arenaria*), тысячелистник обыкновенный и тысячелистник мелкоцветковый (*Achillea millefolium*). К полугидроморфным местообитаниям в понижениях рельефа приурочены лугово-степные сообщества: вострецовые (*Agropyron ramosum*), пырейные (*Elytrigia repens*) с разнотравьем (*Galium verum*, *Thalictrum minus*, *Tragopogon stepposum*). В весенний период в степных экосистемах развита синузия эфемеров (*Poa bulbosa*, *Ceratocephalus orthoceras*, *Lappula patula*). Среди редких видов в составе растительных сообществ в районе работ могут присутствовать редкие виды тюльпанов (*Tulipa biebersteiniana*, *T.biflora*, *T.schrenkii*), один из которых – Тюльпан Шренка (*Tulipa schrenkii*) занесен в Красную книгу Республики Казахстан.

4.7 Животный мир

Животный мир исследуемой территории богат и разнообразен и представлен 2 видами земноводных, 20 видами пресмыкающихся, 227 видами птиц 40 видами млекопитающих.

Фауна земноводных и пресмыкающихся обеднена в силу экологических условий. Так, с одной стороны это бедность территорий поверхностными водами и засоленные твердые суглинки с галькой и с другой стороны – это резко континентальный климат в сочетании с выровненным рельефом, усугубляющим суровость климата, особенно во время зимовок. Земноводные в исследуемом районе представлены двумя видами жаб – зеленой и серой и озерной лягушкой. Способность жаб переносить значительную сухость воздуха, использовать для икрометания временные водоемы и ночной образ жизни позволяют им заселить территорию, удаленную от водоемов. Пресмыкающиеся представлены 15 видами, что составляет 30,6% от герпетофауны Республики Казахстан.

Из широко распространенных видов на участках, прилегающих к месторождению, т.е. на участках со слабым антропогенным воздействием, наиболее многочисленными из

ящериц являются степная агама, такырная круглоголовка и разноцветная ящурка. Из змей наиболее многочисленны обыкновенный и водяной уж и узорчатый полоз. Таким образом, исследуемая территория заселена пресмыкающимися и земноводными неравномерно.

Орнитофауна территории экологических изысканий весьма разнообразна и насчитывает около 203 видов птиц, что составляет 41,4% орнитофауны республики.

Исторически исследуемый район служит местом пролета и кратковременных остановок птиц во время весенне-осенних миграций. На зимовке регулярно встречаются 6 видов: филин, белая сова, беркут, черный и рогатый жаворонки, домовый воробей. В мягкие зимы состав зимующих птиц расширяется за счет вороновых (сорока, галка, грач, серая ворона). Наиболее разнообразен состав пролетных птиц – 142 вида весной и 74 вида осенью. Весенние миграции птиц водно-болотного комплекса проходят с середины марта до середины мая, наиболее интенсивно в конце апреля.

Причем основная масса мигрантов этой группы придерживается узкой полосы русла реки. Помимо птиц водно-болотного комплекса в период миграции в полосе пойменного леса в заметном количестве отмечены дендрофильные птицы (дроздовые, славковые, вьюрковые).

Для снижения негативного воздействия на животных и на их местообитания при проведении работ по размещении объектов инфраструктуры, складировании производственно-бытовых отходов и в период бурения скважин:

- 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 некоторые виды птиц ведут ночной образ жизни, необходимо до минимума сократить передвижения автотранспорта в ночное время.
- при планировании транспортных маршрутов и передвижениях по территории следует использовать ранее проложенные дороги и избегать вне дорожных 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.

5 ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЛАНИРУЕМОЙ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

5.1 Инвентаризация источников выбросов вредных веществ в атмосферу

Данный отчет представляет собой проект отчет к проекту «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау».

В рамках текущего отчета предусмотрено продление периода пробной эксплуатации с 2021г по 31.05.2023г.

На месторождении Восточный Урихтау за период пробной эксплуатации предусматривается бурение 4 скважин (ВУ-3, ВУ-4, ВУ-5, ВУ-6) глубиной 4250м с учетом полного вскрытия продуктивных горизонтов и для проведения достоверной корреляции нижележащих горизонтов.

Конструкция скважин должна обеспечить надежную проводку скважин, качественное вскрытие продуктивных горизонтов, противовыбросовую безопасность, проведение комплекса геофизических исследований. Выбор типовой конструкции скважин производится в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (№355 от 30.12.2014 г.) с учетом опыта проводки скважин на структуре Урихтау.

Координаты скважин ВУ-3, ВУ-4, ВУ-5 и ВУ-6 приведены в таблице.

№ скважин	X	Y
ВУ-3	529213.84	5363600.81
ВУ-4	529779.51	5363761.41
ВУ-5	529613.29	5364329.22
ВУ-6	529376.89	5363029.37

Для строительства скважин ВУ-3, ВУ-4, ВУ-5, ВУ-6 Проектом пробной эксплуатации предлагаются 2 варианта конструкции скважин: бурение без песка хвостовика и бурение со спуском хвостовика.

I-й вариант – бурение без спуска хвостовика:

1. Направление Ø508мм устанавливается на глубину 400м и цементируется до устья. Спускается с целью предохранения устья скважины от размыва, перекрытие неустойчивых четвертичных и меловых отложений, создание циркуляции бурового раствора в скважине и желобной системе. Оборудование устья скважины ПВО.

2. Кондуктор Ø339,7мм спускается на глубину 1200м для перекрытия отложений юры, триаса, частично верхней перми, где ожидаются прихват инструмента, сужения ствола скважины, перед вскрытием солей кунгурского яруса и цементируется до устья. Оборудование устья скважины ПВО;

3. Промежуточная колонна Ø244,5мм спускается на глубину 2980м до подошвы кунгура и цементируется до устья с помощью МСЦ. Спускается с целью перекрытия отложений верхней перми, кунгурского яруса и верха подсолевых пород нижней перми, где ожидаются прихваты инструмента, сужение ствола скважины и газопроявления. Оборудование устья скважины ПВО.

4. Эксплуатационная колонна Ø177,8мм спускается на проектную глубину – 4250м с целью испытания (освоения) и эксплуатации продуктивных горизонтов карбонатных отложений КТ-I и КТ-II. Эксплуатационная колонна спускается II-мя секциями – I-я секция с установкой башмака на проектной глубине с заходом в башмак промежуточной колонны на 100м., цементируется на всю длину. II-я секция спускается в интервале от «головы» I-й секции до 0м, цементируется с подъемом цемента до устья (таблица 5.1).

По II-му варианту – бурение со спуском хвостовика:

В интервале 0-2980м аналогично первому варианту (I-вариант основной, II-вариант дополнительный)

1. Эксплуатационная колонна (с надставкой) Ø177,8мм. спускается для разобшения и испытания (освоения) КТ-I. Эксплуатационная колонна спускается II-мя секциями – I-я секция с установкой башмака на подошве МКТ с заходом в башмак промежуточной колонны на 100м, цементируется на всю длину. II-я секция «Надставка» спускается после доведения скважины до проектной глубины, спуска «хвостовика» Ø127мм и проведения всех работ по испытания (освоения) скважины, цементируется с подъемом цемента до устья.

2. Эксплуатационный хвостовик Ø127мм спускается на проектную глубину 4250 м. для испытания (освоения) продуктивных горизонтов в отложениях КТ-II. Голова хвостовика подвешивается внутри эксплуатационной колонны Ø177,8мм с заходом в нее на 100 м. (таблица 5.1).

Перед испытанием, устье оборудуется фонтанной арматурой, которая обвязывается выкидными линиями с наземным оборудованием, что предотвращает открытое фонтанирование и разлив жидкости. Фонтанная арматура до установки их на устье скважины опрессовывается на величину пробного давления, а после установки на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны.

Таблица 5.1- Рекомендуемые конструкции проектируемой скважины

Наименование колон	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья
	долота	колонны		
По I-му варианту – бурение без спуска хвостовика:				
Направление	660,4	508,0	400	до устья
Кондуктор	444,5	339,7	1200	до устья
Промежуточная колонна	311,15	244,5	2980	до устья
Эксплуатационная колонна	215,9	177,8	0-2880	до устья
			2880-4250	
По II-му варианту – бурение со спуском хвостовика:				
Эксплуатационная колонна с надставкой	215,9	177,8	0-2880	до устья
			2880-3550	
Хвостовик	152,4	127,0	3450-4250	до устья

Продолжительность строительных работ скважин глубиной 4250 м по двум вариантам представлены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Продолжительность строительства скважин глубиной 4250м

Наименование работ	Время, сут.	
Вариант конструкции скважин без «хвостовика»		
Строительно-монтажные работы	15	
Подготовительные работы к бурению	6	
Бурение и крепление скважины	121,36	
Освоение объектов в колонне, в том числе:	36,0	
	Мобилизация и монтаж БУ для освоения	15,0
	Освоение объекта в колонне	16,0
	Демобилизация БУ для освоения	5,0
Полная продолжительность цикла строительства скважины	178,36	
Вариант конструкции скважин с «хвостовиком»		
Строительно-монтажные работы	15	
Подготовительные работы к бурению	6	
Бурение и крепление скважины	136,18	

Освоение объектов в колонне, в том числе:	36,0
Мобилизация и монтаж БУ для освоения	15,0
Освоение объекта в колонне	16,0
Демобилизация БУ для освоения	5,0
Полная продолжительность цикла строительства скважины	193,18

Далее рассматриваются выбросы вредных веществ при реализации данного проекта.

Перед строительством новых скважин ВУ-3, ВУ-4, ВУ-5, ВУ-6 будут проводиться планировочные работы. Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха *при строительно-монтажных работах* на месторождении Восточный Урихтау будут являться:

Неорганизованные источники:

- Источник №6001, выбросы пыли, образуемой при подготовке площадки;
- Источник №6002, выбросы пыли, образуемой при работе бульдозера;
- Источник №6003, выбросы пыли, образуемой при работе экскаватора;
- Источник №6004, выбросы пыли, образуемой при уплотнении грунта катками.

Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха *при бурении* скважины на месторождении Восточный Урихтау будут являться:

Организованные источники:

- Источник №0001 буровая установка ZJ-70;
- Источник №0002 цементирувочный агрегат;
- Источник №0003 передвижная паровая установка (ППУ);
- Источник №0004 ДЭС – для выработки электроэнергии;
- Источник №0005 ДЭС (при аварийных ситуациях).

Неорганизованные источники:

- Источник №6005 сварочный пост;
- Источник №6006 насосная установка для перекачки дизтоплива;
- Источник №6007 емкость для хранения дизтоплива буровой установки и цементирувочного агрегата;
- Источник №6008 емкость для бурового шлама;
- Источник №6009 емкость масла;
- Источник №6010 емкость отработанных масел;
- Источник №6011 емкость для хранения топлива ДЭС, ППУ и передвижных источников;
- Источник №6012 емкость для бензина.

При *освоении* скважины на месторождении Восточный Урихтау источниками загрязнения атмосферного воздуха являются:

Организованные источники:

- Источник №0006 буровая установка XJ-650;
- Источник №0007-01 факельная установка;
- Источник №0007-02 факельная установка при аварии;
- Источник №0008-0013 резервуары – 6 ед.

Неорганизованные источники:

- Источник №6013 скважина;
- Источник №6014 нефтегазосепаратор;
- Источник №6015 нефтеналивная эстакада;
- Источник №6016 манифольд.
- Источник №6017 емкость для топлива.

В целом по территории промплощадки выявлено:

- *при СМР* – 4 неорганизованных источников загрязнения;
- *при бурении* скважин – 13 стационарных источников загрязнения, из них организованных – 5, неорганизованных – 8;
- *при освоении* скважин - 13 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 8, неорганизованных – 5.

При эксплуатации месторождения на 2021 год источниками загрязняющих веществ будут являться:

Организованные:

- Источник 0001 Резервуар Р-1 1000м³;
- Источник 0002-01 Факельная установка ;
- Источник 0002-02 Факельная установка при аварии;

Неорганизованные:

- Источник 6001 АГЗУ;
- Источник 6002 УПОГ;
- Источник 6003 Нефтегазосепаратор;
- Источник 6004 ЕП-1;
- Источник 6005 КСУ;
- Источник 6006-6007 насосы Н-1/1 и Н-1/2 – 2 ед (1 резервный);
- Источник 6008 Факельный сепаратор;
- Источник 6009 ЕП-2;
- Источник 6010 Факельный сепаратор;
- Источник 6011 ЕП-3;
- Источник 6012-6013 насосы Н-2/1 и Н-2/2 – 2 ед (1 резервный);
- Источник 6014-6015 насосы Н-3/1 и Н-3/2 – 2 ед (1 резервный);
- Источник 6016 БДР блока дозирования реагента;
- Источник 6017 ЕП-4;
- Источник 6018 ЕП-5;
- Источник 6019 СОД газа;
- Источник 6020 СОД нефти;
- Источник 6021 ГС-1;
- Источник 6022-6023 Скважины-2 ед.

В целом при пробной эксплуатации месторождения выявлено 25 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 2, неорганизованных – 23.

Согласно проекту «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау» в 2021 году объем сжигаемого газа составит 22,206 тыс. м³.

При эксплуатации месторождения на 2022 год источниками загрязняющих веществ будут являться:

Организованные:

- Источник 0001 Резервуар Р-1 1000м³;
- Источник 0002-01 Факельная установка ;
- Источник 0002-02 Факельная установка при аварии;

Неорганизованные:

- Источник 6001 АГЗУ;
- Источник 6002 УПОГ;
- Источник 6003 Нефтегазосепаратор;
- Источник 6004 ЕП-1;
- Источник 6005 КСУ;

- Источник 6006-6007 насосы Н-1/1 и Н-1/2 – 2 ед (1 резервный);
- Источник 6008 Факельный сепаратор;
- Источник 6009 ЕП-2;
- Источник 6010 Факельный сепаратор;
- Источник 6011 ЕП-3;
- Источник 6012-6013 насосы Н-2/1 и Н-2/2 – 2 ед (1 резервный);
- Источник 6014-6015 насосы Н-3/1 и Н-3/2 – 2 ед (1 резервный);
- Источник 6016 БДР блока дозирования реагента;
- Источник 6017 ЕП-4;
- Источник 6018 ЕП-5;
- Источник 6019 СОД газа;
- Источник 6020 СОД нефти;
- Источник 6021 ГС-1;
- Источник 6022 Компрессор;
- Источник 6023 Установка осушки газа;
- Источник 6024-6027 Скважины - 4 ед.

В целом при пробной эксплуатации месторождения за 2022 год выявлено: 29 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 2, неорганизованных – 27.

Согласно проекту «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау» в 2022 году объем сжигаемого газа составит 18,576 тыс. м³.

При эксплуатации месторождения на 2023 год источниками загрязняющих веществ будут являться:

Организованные:

- Источник 0001 Резервуар Р-1 1000м³;
- Источник 0002-01 Факельная установка ;
- Источник 0002-02 Факельная установка при аварии;

Неорганизованные:

- Источник 6001 АГЗУ;
- Источник 6002 УПОГ;
- Источник 6003 Нефтегазосепаратор;
- Источник 6004 ЕП-1;
- Источник 6005 КСУ;
- Источник 6006-6007 насосы Н-1/1 и Н-1/2 – 2 ед (1 резервный);
- Источник 6008 Факельный сепаратор;
- Источник 6009 ЕП-2;
- Источник 6010 Факельный сепаратор;
- Источник 6011 ЕП-3;
- Источник 6012-6013 насосы Н-2/1 и Н-2/2 – 2 ед (1 резервный);
- Источник 6014-6015 насосы Н-3/1 и Н-3/2 – 2 ед (1 резервный);
- Источник 6016 БДР блока дозирования реагента;
- Источник 6017 ЕП-4;
- Источник 6018 ЕП-5;
- Источник 6019 СОД газа;
- Источник 6020 СОД нефти;
- Источник 6021 ГС-1;
- Источник 6022 Компрессор;
- Источник 6023 Установка осушки газа;

- Источник 6024-6029 Скважины- 6 ед.

В целом при пробной эксплуатации месторождения за 2023 год выявлено 30 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 2, неорганизованных – 28.

Согласно проекту «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау» в 2022 году объем сжигаемого газа составит 1,793 тыс. м³.

При проведении работ проектом предусмотрено использование автотранспорта. Эксплуатируемый автотранспорт относится к передвижным источникам загрязнения окружающей среды.

Таким образом, на месторождении Восточный Урихтау после инвентаризации источники загрязнения распределены следующим образом:

- стационарные;
- передвижные.

Загрязняющими ингредиентами при бурении скважин могут быть следующие компоненты: углеводороды, сероводород, окись углерода, сажа, окислы азота, формальдегид, метан, сварочный аэрозоль, пыль неорганическая и другие компоненты.

Загрязненность атмосферного воздуха химическими веществами может влиять на состояние здоровья населения, на животный и растительный мир прилегающей территории. Воздействие на атмосферный воздух намечаемой деятельности оценивается с позиции соответствия законодательным и нормативным требованиям, предъявляемым к качеству воздуха.

Этапы бурения скважин будут сопровождаться выбросами вредных веществ в атмосферу. В период строительства новых скважин будет происходить загрязнение приземного слоя атмосферного воздуха от:

- токсичных выбросов двигателей внутреннего сгорания строительных машин, механизмов и автомобилей (передвижных источников);
- пыли, поднятой в воздух при строительных работах и движении автотранспорта;
- за счёт выбросов от проведения сварочных работ;
- бурения скважин.

Наличие и тип техники, организация работ приняты ориентировочно, с использованием аналогов. Конкретный объем, и организация работ будут определены в дальнейших этапах разработки месторождения.

5.1.1 Стационарные источники загрязнения

Расчеты выбросов вредных веществ произведены в соответствии с требованиями, сборниками методик, а также отраслевых методик для автомобильного транспорта и нефтехимического оборудования.

Количественный и качественный состав выбросов вредных веществ в атмосферу от стационарных источников приведен ниже.

Таблица 5.3 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при СМР, бурении и освоении скважин глубиной 4250м (по первому варианту без спуска хвостовика)

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год 1 скв	Выброс вещества, т/год 4 скв
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0123	Железо (II, III) оксиды		0.04		3	0,00364	0,00157	0,00628
0143	Марганец и его соединения	0.01	0.001		2	0,00038	0,00017	0,00068
0301	Азота (IV) диоксид	0.2	0.04		2	8,146555517	52,307629547	209,23052
0304	Азот (II) оксид	0.4	0.06		3	6,857	62,822	251,288
0328	Углерод	0.15	0.05		3	2,793803678	10,703486365	42,813945
0330	Сера диоксид	0.5	0.05		3	71,9700541182	113,17165452	452,68662
0333	Сероводород	0.008			2	0,05999575476	0,0828817546	0,331527
0337	Углерод оксид	5	3		4	23,54243678	66,75186365	267,00745
0410	Метан			50		0,47867592	0,661721591	2,6468864
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		1,790141	3,305451	13,221804
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10			30		0,339087	0,615468	2,461872
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров)	1.5			4	0,0405	0,0827	0,3308
0602	Бензол	0.3	0.1		2	0,0324	0,0662	0,2648
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0.2			3	0,0024	0,005	0,02
0621	Метилбензол	0.6			3	0,0235	0,048	0,192
0627	Этилбензол	0.02			3	0,0008	0,0017	0,0068
1301	Проп-2-ен-1-аль	0.03	0.01		2	0,21097	1,93391	7,73564
1325	Формальдегид	0.05	0.01		2	0,21097	1,93391	7,73564
1715	Метантиол	0.006			4	0,00007658815	0,0001058755	0,0004235
2735	Масло минеральное нефтяное			0.05		0,000006	0,000141	0,000564
2754	Алканы C12-19	1			4	2,175443	19,3541982	77,416793
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0.15	0.05		3	0,382931	0,16544	0,66176
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0.3	0.1		3	0,00009	0,00004	0,00016
	ВСЕГО:					119,061856356	334,0152415	1336,0610

Таблица 5.4 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при СМР, бурении и освоении скважин глубиной 4250м (по второму варианту со спуском хвостовика)

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год 1 скв	Выброс вещества, т/год 4 скв
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0123	Железо (II, III) оксиды		0.04		3	0,00364	0,00157	0,00628
0143	Марганец и его соединения	0.01	0.001		2	0,00038	0,00017	0,00068
0301	Азота (IV) диоксид	0.2	0.04		2	8,146555517	57,916829547	231,66732
0304	Азот (II) оксид	0.4	0.06		3	6,857	70,1511	280,6044
0328	Углерод	0.15	0.05		3	2,793803678	11,640086365	46,560345
0330	Сера диоксид	0.5	0.05		3	71,9700541182	115,04275452	460,17102

0333	Сероводород	0.008			2	0,05999575476	0,0828830546	0,3315322
0337	Углерод оксид	5	3		4	23,54243678	71,45466365	285,81865
0410	Метан			50		0,47867592	0,661721591	2,6468864
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		1,790141	3,401551	13,606204
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10			30		0,339087	0,615968	2,463872
0501	Пентилены	1.5			4	0,0405	0,0828	0,3312
0602	Бензол	0.3	0.1		2	0,0324	0,0662	0,2648
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0.2			3	0,0024	0,005	0,02
0621	Метилбензол	0.6			3	0,0235	0,048	0,192
0627	Этилбензол	0.02			3	0,0008	0,0017	0,0068
1301	Проп-2-ен-1-аль	0.03	0.01		2	0,21097	2,15887	8,63548
1325	Формальдегид	0.05	0.01		2	0,21097	2,15887	8,63548
1715	Метантиол	0.006			4	0,00007658815	0,0001058755	0,0004235
2735	Масло минеральное нефтяное			0.05		0,000006	0,000157	0,000628
2754	Алканы C12-19	1			4	2,175443	21,6042654	86,417062
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0.15	0.05		3	0,382931	0,16544	0,66176
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0.3	0.1		3	0,00009	0,00004	0,00016
	В С Е Г О:					119,061856356	357,260746	1429,0430

Таблица 5.5 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2021г

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8
0301	Азота (IV) диоксид	0.2	0.04		2	1,900455375	58,29076726
0328	Углерод	0.15	0.05		3	1,26697025	38,86051151
0330	Сера диоксид	0.5	0.05		3	46,45708555	1424,86915663
0333	Сероводород	0.008			2	0,0399354718	1,22526795905
0337	Углерод оксид	5	3		4	12,6697025	388,6051151
0410	Метан			50		0,316742563	9,71512788
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		0,3028648	1,049844
1052	Метанол	1	0.5		3	0,0351664	1,1090042
1715	Метантиол	0.006			4	0,00005067881	0,00155442046
	В С Е Г О:					62,98897359	1923,726349

Таблица 5.6 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2022г

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8
0301	Азота (IV) диоксид	0.2	0.04		2	1,939434	48,7620254
0328	Углерод	0.15	0.05		3	1,292956	32,50801693
0330	Сера диоксид	0.5	0.05		3	47,4101557633	1191,96137053
0333	Сероводород	0.008			2	0,0407462272	1,02707012835
0337	Углерод оксид	5	3		4	12,92956	325,0801693
0410	Метан			50		0,323239	8,127004234

0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5			50		0,3097128	1,266748
1052	Метанол	1	0.5		3	0,0351664	1,1090042
1715	Метантиол	0.006			4	0,00005171824	0,00130032068
	В С Е Г О:					64,28102191	1609,842709

Таблица 5.7 – Качественный и количественный состав выбросов вредных веществ от стационарных источников при эксплуатации на 2023г

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопас. УВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8
0301	Азота (IV) диоксид	0.2	0.04		2	1,815828	4,706626176
0328	Углерод	0.15	0.05		3	1,210552	3,137750784
0330	Сера диоксид	0.5	0.05		3	44,3888063623	115,063086204
0333	Сероводород	0.008			2	0,0381752224	0,10317782446
0337	Углерод оксид	5	3		4	12,10552	31,37750784
0410	Метан			50		0,302638	0,784437696
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5			50		0,3102228	0,582878
1052	Метанол	1	0.5		3	0,0351664	0,4557564
1715	Метантиол	0.006			4	0,00004842208	0,00012551003
	В С Е Г О:					60,20695721	156,2113464

5.1.2 Передвижные источники загрязнения

За время планируемых работ предполагается эксплуатация автотранспорта и строительной спецтехники, работающей на дизельном топливе и бензине. При этом, приземный слой атмосферы будет загрязняться неорганической пылью. Основным источником загрязнения атмосферы при использовании автотранспорта являются отработавшие газы двигателей внутреннего сгорания. В них содержатся оксид углерода, оксид и диоксид азота, различные углеводороды, диоксид серы. Содержание диоксида серы зависит от количества серы в дизельном топливе, а содержание других примесей – от способа его сжигания, а также способа наддува и нагрузки двигателя. Высокое содержание вредных примесей в отработавших газах двигателей в режиме холостого хода обусловлено плохим смешиванием топлива с воздухом и сгоранием топлива при более низких температурах.

Уровень загрязнения воздушной среды отработавшими газами зависит от числа одновременно занятых автотранспортных единиц. На этапе эксплуатации на качество атмосферного воздуха будут оказывать значительное воздействие выбросы от технологических оборудования.

Объемы потребления топлива транспортными средствами рассчитаны для суточного потребления. Расчет выполнен согласно методике расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников (приложение №13 к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18 апреля 2008 года №100-п).

Часовое потребление топлива автотранспортом составляет:

дизельное топливо – 0,032 т/ч;

бензин – 0,014 т/ч.

Расчеты выбросов вредных веществ произведены в соответствии с требованиями по следующей формуле:

$$P = Q * K_i$$

где, Q - объем потребляемого топлива;

K_i – удельный выброс загрязняющих веществ, условно, т.

Количественный и качественный состав выбросов вредных веществ в атмосферу от передвижных источников при проведении планируемых работ приведен в таблицах ниже.

Таблица 5.8 – Количественный и качественный состав выбросов вредных веществ при строительстве скважин проектной глубиной 4250м (по первому варианту)

Вид топлива	Объем потребляемого топлива, т	Удельный вес выброса, т/т	Наименование загрязняющего вещества	Выбросы вредных веществ, т/пер	
				1 скв	4 скв
1	2	3	4	5	
Автотранспорт на диз. топливе	57,0752	0,1	Оксид углерода	5,70752	22,8301
		0,04	Диоксид азота	0,571	2,2830
		0,03	Углеводороды предельные	1,712	6,8490
		0,02	Диоксид серы	1,142	4,5660
		0,0155	Сажа	0,8847	3,5387
		0,032*10 ⁻⁵	Бенз/а/пирен	0,0000183	0,0001
			Всего:	10,0167	40,0669
Автотранспорт на бензине	24,9704	0,6	Оксид углерода	14,982	59,9290
		0,04	Диоксид азота	0,999	3,9953
		0,1	Углеводороды предельные	2,497	9,9882
		0,002	Диоксид серы	0,050	0,1998
		0,00058	Сажа	0,014	0,0579
		0,023*10 ⁻⁵	Бенз/а/пирен	0,0000057	0,000023
			Всего:	18,5425	74,1701
ИТОГО:				28,5592	114,2370

Таблица 5.9 – Количественный и качественный состав выбросов вредных веществ при строительстве скважин проектной глубиной 4250м (по второму варианту)

Вид топлива	Объем потребляемого топлива, т	Удельный вес выброса, т/т	Наименование загрязняющего вещества	Выбросы вредных веществ, т/пер	
				1 скв	4 скв
1	2	3	4	5	
Автотранспорт на диз. топливе	61,818	0,1	Оксид углерода	6,18176	24,7270
		0,04	Диоксид азота	0,618	2,4727
		0,03	Углеводороды предельные	1,855	7,4181
		0,02	Диоксид серы	1,236	4,9454
		0,0155	Сажа	0,9582	3,8327
		0,032*10 ⁻⁵	Бенз/а/пирен	0,0000198	0,0001
			Всего:	10,8490	43,3960
Автотранспорт на бензине	27,045	0,6	Оксид углерода	16,227	64,9085
		0,04	Диоксид азота	1,082	4,3272
		0,1	Углеводороды предельные	2,705	10,8181
		0,002	Диоксид серы	0,054	0,2164
		0,00058	Сажа	0,016	0,0627
		0,023*10 ⁻⁵	Бенз/а/пирен	0,0000062	0,000025
			Всего:	20,0832	80,3329
ИТОГО:				30,9322	123,7290

Таблица 5.10 – Количественный и качественный состав выбросов вредных веществ при эксплуатации на 2021-2023гг

Вид топлива	Объем потребляемого топлива, т	Удельный вес выброса, т/т	Наименование загрязняющего вещества	Выбросы вредных веществ, т/пер		
				2020 год	2021 год	2022 год
1	2	3	4	5		
Автотранспорт на диз. топливе	107,84/ 116,80/ 97,28	0,1	Оксид углерода	10,784	11,68	9,728
		0,04	Диоксид азота	1,078	1,168	0,973
		0,03	Углеводороды предельные	3,235	3,504	2,918
		0,02	Диоксид серы	2,157	2,336	1,946
		0,0155	Сажа	1,6715	1,8104	1,5078
		0,032*10 ⁻⁵	Бенз/а/пирен	0,0000345	0,0000374	0,0000311
			Всего:	18,9260	20,4984	17,0727
Автотранспорт на бензине	47,18/ 51,10/ 42,56	0,6	Оксид углерода	28,308	30,660	25,536
		0,04	Диоксид азота	1,887	2,044	1,702
		0,1	Углеводороды предельные	4,718	5,110	4,256
		0,002	Диоксид серы	0,094	0,102	0,085
		0,00058	Сажа	0,027	0,030	0,025
		0,023*10 ⁻⁵	Бенз/а/пирен	0,0000109	0,0000118	0,0000098
			Всего:	35,0349	37,9458	31,6042
ИТОГО:				53,9609	58,4443	48,6769

5.2 Расчет рассеивания вредных веществ в атмосферу

В соответствии с нормами проектирования вновь создаваемых предприятий в Казахстане для оценки влияния выбросов вредных веществ на качество атмосферного воздуха используется математическое моделирование. Расчет содержания вредных веществ в атмосферном воздухе должен проводиться в соответствии с требованиями РНД 211.2.01.01-97 «Методики расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий».

Данная методика предназначена для расчета приземных концентраций в двухметровом слое над поверхностью земли. При этом «степень опасности загрязнения атмосферного воздуха характеризуется наибольшим рассчитанным значением концентрации, соответствующим неблагоприятным метеорологическим параметрам, в том числе опасной скорости ветра».

На основании проведенной инвентаризации источников выбросов были выявлены все источники загрязняющих веществ, находящихся на территории промышленной площадки, перечень вредных веществ, содержащихся в них и объемы выбросов. Моделирование рассеивания указанных вредных веществ в атмосфере от промплощадки проводилось с помощью ПК «ЭРА» (версия 3.0).

Значение коэффициента А, зависящего от стратификации атмосферы и соответствующее неблагоприятным метеорологическим условиям, принята в расчетах равным 200. В нижеследующей таблице 5.11 приведены метеорологические характеристики, полученные с РГП «Казгидромет».

Таблица 5.11 - Метеорологические характеристики и коэффициент, определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

Наименование	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности	1,0

Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (январь), °С	-14,7
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль), °С	29,9
С	5
СВ	7
В	21
ЮВ	19
Ю	9
ЮЗ	16
З	12
СЗ	11
Скорость ветра, повторяемость превышения которой за год составляет 5%	14 м/с
Среднее число дней с пыльными бурями	-

Приземные концентрации загрязняющих веществ в атмосфере определены при наихудших для рассеивания выбросов метеорологических условиях и максимально возможных выбросах от оборудования.

Расчеты рассеивания выполнены по всем ингредиентам и группам суммаций, присутствующим в выбросах источников загрязнения атмосферы производственных объектов без учета фоновых концентраций.

Расчеты приземных концентраций выполнены с учетом одновременной работы технологического оборудования при проведении планируемых работ на месторождении Восточный Урихтау.

В качестве критерия для оценки уровня загрязнения атмосферного воздуха применялись значения максимально разовых предельно допустимых концентраций веществ в атмосферном воздухе для населенных мест и ориентировочно безопасных уровней воздействия (ОБУВ). Значения ПДК и ОБУВ приняты на основании действующих санитарно-гигиенических нормативов (СанПиН) «Об утверждении гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» № 168 от 28.02.2015 г.

Для оценки влияния проводимых буровых работ на состояние атмосферного воздуха математическим моделированием процессов рассеивания загрязняющих веществ определены расстояния до изолинии приземной концентрации составляющей 1,0 ПДК_{м.р.} Расстояния определялись от источников выбросов до рассматриваемых изолиний.

Оценка воздействия проектируемых работ

Наиболее высокий уровень загрязнения будет наблюдаться по концентрациям оксидов азота и диоксида серы. По всем остальным ингредиентам величины приземных концентраций в районе расположения месторождения Восточный Урихтау значительно ниже предельно допустимых значений (ПДК), установленных санитарными нормами, и расстояния до изолиний 1,0 ПДК и меньше приведенных в анализе.

Площадка бурения: приземная концентрация 1,0 ПДК будет наблюдаться на расстоянии до 1700 м от места проведения буровых работ новых скважин.

Площадка при пробной эксплуатации: максимальная приземная концентрация на границе СЗЗ составит 0,18 ПДК за 2021 год по концентрации диоксида серы. При пробной эксплуатации в 2022-2023 гг максимальная приземная концентрация на границе СЗЗ составит 0,002 ПДК также по диоксиду серы.

Концентрации всех загрязняющих веществ при бурении новых скважин и при пробной эксплуатации месторождения в 2021-2023гг не превышают 1 ПДК на границе СЗЗ. Санитано-защитная зона месторождения составляет 5000м.

Карты с изолиниями концентраций по веществам в период проведения планируемых работ представлены в Приложении. Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе приведены в также в Приложении.

5.3 Обоснование размера санитарно-защитной зоны

Размеры санитарно-защитной зоны (СЗЗ) предприятий принимаются в соответствии с «Санитарно-эпидемиологическими требованиями к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденными правительством РК от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2.

Ранее компанией ТОО «Урихтау Оперейтинг» был составлен и утвержден проектный документ «Проект обоснования размера санитарно-защитной зоны для ТОО «Урихтау Оперейтинг», далее согласно выданному заключению Департаментом комитета государственного санитарно-эпидемиологического надзора по Актыбинской области по вышеназванному проектному документу для ТОО «Урихтау Оперейтинг» было установлено СЗЗ не менее 5000м (копия заключения СЭС прилагается).

Уточнение размеров санитарно-защитной зоны проводилось с учетом среднегодовой розы ветров для каждого направления ветра.

Размер СЗЗ вычисляется по формуле: $I_m = I_0 * P/P_0$, где

I_0 – расчетный размер участка, где концентрация вредных веществ не превышает ПДК; $I_0 = 5000$ м; P – среднегодовая повторяемость направлений ветра рассматриваемого румба, %; P_0 – повторяемость направлений ветра одного румба при круговой розе ветров, %. При восьми румбовой розе ветров: $P_0 = 100/8 = 12,5\%$. По данным метеостанции повторяемость ветра и штилей указаны ниже в таблице. Размеры СЗЗ приведены в таблице 5.12.

Таблица 5.12 - Размеры СЗЗ

Направление ветра	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Повторяемость ветра, P %	5	7	21	19	9	16	12	11
P/P ₀	0,4	0,56	1,68	1,52	0,72	1,28	0,96	0,88
СЗЗ, I _м , м	400	560	1680	1520	720	1280	960	880
Промплощадка №1								
Скорректированный размер СЗЗ, I _м , м (согласно заключению СЭС)	5000	5000	5120	5000	5040	5040	5120	5000

Таким образом, по совокупности факторов санитарно-защитная зона для предприятия устанавливается размером 5000м от крайних источников загрязнения атмосферного воздуха.

5.4 Предложения по установлению предельно-допустимых выбросов ПДВ

Расчеты выбросов вредных веществ в целом на площади предприятия по каждому веществу за весь период пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау представлены в таблицах ниже.

Таблица 5.13 - Перечень предельно-допустимых выбросов ЗВ в атмосферу при строительстве скважин проектной глубиной 4250м по первому варианту без спуска хвостовика

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м ³	ПДК средне-суточная, мг/м ³	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год 1 скв	Выброс вещества, т/год 4 скв
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0123	Железо (II, III) оксиды		0.04		3	0,00364	0,00157	0,00628
0143	Марганец и его соединения	0.01	0.001		2	0,00038	0,00017	0,00068
0301	Азота (IV) диоксид	0.2	0.04		2	8,146555517	52,307629547	209,23052
0304	Азот (II) оксид	0.4	0.06		3	6,857	62,822	251,288
0328	Углерод	0.15	0.05		3	2,793803678	10,703486365	42,813945
0330	Сера диоксид	0.5	0.05		3	71,9700541182	113,17165452	452,68662

0333	Сероводород	0.008			2	0,05999575476	0,0828817546	0,331527
0337	Углерод оксид	5	3		4	23,54243678	66,75186365	267,00745
0410	Метан			50		0,47867592	0,661721591	2,6468864
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5			50		1,790141	3,305451	13,221804
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10			30		0,339087	0,615468	2,461872
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров)	1.5			4	0,0405	0,0827	0,3308
0602	Бензол	0.3	0.1		2	0,0324	0,0662	0,2648
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0.2			3	0,0024	0,005	0,02
0621	Метилбензол	0.6			3	0,0235	0,048	0,192
0627	Этилбензол	0.02			3	0,0008	0,0017	0,0068
1301	Проп-2-ен-1-аль	0.03	0.01		2	0,21097	1,93391	7,73564
1325	Формальдегид	0.05	0.01		2	0,21097	1,93391	7,73564
1715	Метантиол	0.006			4	0,00007658815	0,0001058755	0,0004235
2735	Масло минеральное нефтяное			0.05		0,000006	0,000141	0,000564
2754	Алканы С12-19	1			4	2,175443	19,3541982	77,416793
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0.15	0.05		3	0,382931	0,16544	0,66176
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0.3	0.1		3	0,00009	0,00004	0,00016
В С Е Г О:						119,061856356	334,0152415	1336,0610

Таблица 5.14 - Перечень предельно-допустимых выбросов ЗВ в атмосферу при строительстве скважин проектной глубиной 4250м по второму варианту со спуском хвостовика

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год 1 скв	Выброс вещества, т/год 4 скв
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0123	Железо (II, III) оксиды		0.04		3	0,00364	0,00157	0,00628
0143	Марганец и его соединения	0.01	0.001		2	0,00038	0,00017	0,00068
0301	Азота (IV) диоксид	0.2	0.04		2	8,146555517	57,916829547	231,66732
0304	Азот (II) оксид	0.4	0.06		3	6,857	70,1511	280,6044
0328	Углерод	0.15	0.05		3	2,793803678	11,640086365	46,560345
0330	Сера диоксид	0.5	0.05		3	71,9700541182	115,04275452	460,17102
0333	Сероводород	0.008			2	0,05999575476	0,0828830546	0,3315322
0337	Углерод оксид	5	3		4	23,54243678	71,45466365	285,81865
0410	Метан			50		0,47867592	0,661721591	2,6468864
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5			50		1,790141	3,401551	13,606204
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10			30		0,339087	0,615968	2,463872
0501	Пентилены	1.5			4	0,0405	0,0828	0,3312
0602	Бензол	0.3	0.1		2	0,0324	0,0662	0,2648
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0.2			3	0,0024	0,005	0,02
0621	Метилбензол	0.6			3	0,0235	0,048	0,192
0627	Этилбензол	0.02			3	0,0008	0,0017	0,0068
1301	Проп-2-ен-1-аль	0.03	0.01		2	0,21097	2,15887	8,63548
1325	Формальдегид	0.05	0.01		2	0,21097	2,15887	8,63548
1715	Метантиол	0.006			4	0,00007658815	0,0001058755	0,0004235
2735	Масло минеральное нефтяное			0.05		0,000006	0,000157	0,000628

2754	Алканы C12-19	1			4	2,175443	21,6042654	86,417062
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0.15	0.05		3	0,382931	0,16544	0,66176
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0.3	0.1		3	0,00009	0,00004	0,00016
В С Е Г О:						119,061856356	357,260746	1429,0430

Таблица 5.15 - Перечень предельно-допустимых выбросов ЗВ в атмосферу при пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау на 2021г

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ,мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8
0301	Азота (IV) диоксид	0.2	0.04		2	1,900455375	58,29076726
0328	Углерод	0.15	0.05		3	1,26697025	38,86051151
0330	Сера диоксид	0.5	0.05		3	46,45708555	1424,86915663
0333	Сероводород	0.008			2	0,0399354718	1,22526795905
0337	Углерод оксид	5	3		4	12,6697025	388,6051151
0410	Метан			50		0,316742563	9,71512788
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		0,3028648	1,049844
1052	Метанол	1	0.5		3	0,0351664	1,1090042
1715	Метантиол	0.006			4	0,00005067881	0,00155442046
В С Е Г О:						62,98897359	1923,726349

Таблица 5.16 - Перечень предельно-допустимых выбросов ЗВ в атмосферу при пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау на 2022г

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ,мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8
0301	Азота (IV) диоксид	0.2	0.04		2	1,939434	48,7620254
0328	Углерод	0.15	0.05		3	1,292956	32,50801693
0330	Сера диоксид	0.5	0.05		3	47,4101557633	1191,96137053
0333	Сероводород	0.008			2	0,0407462272	1,02707012835
0337	Углерод оксид	5	3		4	12,92956	325,0801693
0410	Метан			50		0,323239	8,127004234
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		0,3097128	1,266748
1052	Метанол	1	0.5		3	0,0351664	1,1090042
1715	Метантиол	0.006			4	0,00005171824	0,00130032068
В С Е Г О:						64,28102191	1609,842709

Таблица 5.17 - Перечень предельно-допустимых выбросов ЗВ в атмосферу при пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау на 2023г

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ,мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8
0301	Азота (IV) диоксид	0.2	0.04		2	1,815828	4,706626176
0328	Углерод	0.15	0.05		3	1,210552	3,137750784

0330	Сера диоксид	0.5	0.05		3	44,3888063623	115,063086204
0333	Сероводород	0.008			2	0,0381752224	0,10317782446
0337	Углерод оксид	5	3		4	12,10552	31,37750784
0410	Метан			50		0,302638	0,784437696
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		0,3102228	0,582878
1052	Метанол	1	0.5		3	0,0351664	0,4557564
1715	Метантиол	0.006			4	0,00004842208	0,00012551003
	В С Е Г О:					60,20695721	156,2113464

Всего при реализации планируемых работ на месторождения Восточный Урихтау в атмосферу будет выбрасываться 6454,88 тонн загрязняющих веществ.

5.4.1 Контроль над соблюдением нормативов ПДВ

Контроль над соблюдением нормативов ПДВ должен осуществляться в соответствии с рекомендациями РНД 211.2.02.02-97 и РНД 211.3.01.06-97.

Ответственность за организацию контроля и своевременную отчетность возлагается на администрацию компании производителя работ. Для определения частоты планового контроля предприятия определяют категорию его опасности. Категория опасности определяется в зависимости от критериев опасности выбрасываемых загрязняющих веществ.

Критерий опасности *i*-го загрязняющего вещества определяется по формуле:

$$KOB_i = (M / ПДК_{с.с})q$$

где, *M* – масса выбрасываемых вредных веществ за период, т/пер;

ПДК_{с.с.} – среднесуточная предельно-допустимая концентрация, мг/м³;

q – постоянная, учитывающая класс опасности этого вещества.

Класс опасности	1	2	3	4
Q	1,7	1,3	1,0	0,9

Таблица 5.18 – Расчет критериев опасности (КОВ_i) при строительстве 1 скважины проектной глубиной 4250м по первому варианту без спуска хвостовика

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год	Значение КОВ (М/ПДК)**а	Выброс вещества, усл.т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды		0.04		3	0.00364	0.00157	0	0.03925
0143	Марганец и его соединения	0.01	0.001		2	0.00038	0.00017	0	0.17
0301	Азота (IV) диоксид	0.2	0.04		2	8.146555517	52.307629547	11257.8786	1307.69074
0304	Азот (II) оксид	0.4	0.06		3	6.857	62.822	1047.0333	1047.03333
0328	Углерод	0.15	0.05		3	2.793803678	10.703486365	214.0697	214.069727
0330	Сера диоксид	0.5	0.05		3	71.9700541182	113.17165452	2263.4331	2263.43309
0333	Сероводород	0.008			2	0.05999575476	0.0828817546	20.892	10.3602193
0337	Углерод оксид	5	3		4	23.54243678	66.75186365	16.3158	22.2506212
0410	Метан			50		0.47867592	0.661721591	0	0.01323443
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		1.790141	3.305451	0	0.06610902
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10			30		0.339087	0.615468	0	0.0205156
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров)	1.5			4	0.0405	0.0827	0	0.05513333
0602	Бензол	0.3	0.1		2	0.0324	0.0662	0	0.662
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0.2			3	0.0024	0.005	0	0.025
0621	Метилбензол	0.6			3	0.0235	0.048	0	0.08
0627	Этилбензол	0.02			3	0.0008	0.0017	0	0.085
1301	Проп-2-ен-1-аль	0.03	0.01		2	0.21097	1.93391	938.3549	193.391
1325	Формальдегид	0.05	0.01		2	0.21097	1.93391	938.3549	193.391
1715	Метантиол	0.006			4	0.00007658815	0.0001058755	0	0.01764591
2735	Масло минеральное нефтяное			0.05		0.000006	0.000141	0	0.00282
2754	Алканы C12-19	1			4	2.175443	19.3541982	14.3912	19.3541982
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0.15	0.05		3	0.382931	0.16544	3.3088	3.3088
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0.3	0.1		3	0.00009	0.00004	0	0.0004
	ВСЕГО:					119.061856356	334.0152415	16714	5275.51983

Таблица 5.19 – Расчет критериев опасности (КОВ_i) при строительстве 1 скважины проектной глубиной 4250м по второму варианту со спуском хвостовика

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год	Значение КОВ (М/ПДК)**а	Выброс вещества, усл.т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды		0.04		3	0.00364	0.00157	0	0.03925
0143	Марганец и его соединения	0.01	0.001		2	0.00038	0.00017	0	0.17
0301	Азота (IV) диоксид	0.2	0.04		2	8.14655517	57.916829547	12851.9263	1447.92074
0304	Азот (II) оксид	0.4	0.06		3	6.857	70.1511	1169.185	1169.185
0328	Углерод	0.15	0.05		3	2.793803678	11.640086365	232.8017	232.801727
0330	Сера диоксид	0.5	0.05		3	71.9700541182	115.04275452	2300.8551	2300.85509
0333	Сероводород	0.008			2	0.05999575476	0.0828830546	20.8924	10.3603818
0337	Углерод оксид	5	3		4	23.54243678	71.45466365	17.3468	23.8182212
0410	Метан			50		0.47867592	0.661721591	0	0.01323443
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		1.790141	3.401551	0	0.06803102
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10			30		0.339087	0.615968	0	0.02053227
0501	Пентилены	1.5			4	0.0405	0.0828	0	0.0552
0602	Бензол	0.3	0.1		2	0.0324	0.0662	0	0.662
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0.2			3	0.0024	0.005	0	0.025
0621	Метилбензол	0.6			3	0.0235	0.048	0	0.08
0627	Этилбензол	0.02			3	0.0008	0.0017	0	0.085
1301	Проп-2-ен-1-аль	0.03	0.01		2	0.21097	2.15887	1082.6659	215.887
1325	Формальдегид	0.05	0.01		2	0.21097	2.15887	1082.6659	215.887
1715	Метантиол	0.006			4	0.00007658815	0.0001058755	0	0.01764591
2735	Масло минеральное нефтяное			0.05		0.000006	0.000157	0	0.00314
2754	Алканы C12-19	1			4	2.175443	21.6042654	15.8886	21.6042654
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0.15	0.05		3	0.382931	0.16544	3.3088	3.3088
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0.3	0.1		3	0.00009	0.00004	0	0.0004
	ВСЕГО:					119.061856356	357.260746	18777.5	5642.86766

Таблица 5.20 – Расчет критериев опасности (КОВ_i) при пробной эксплуатации месторождения в 2021г

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м ³	ПДК средне-суточная, мг/м ³	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год	Значение КОВ (М/ПДК)**а	Выброс вещества, усл.т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид	0.2	0.04		2	1,900455375	58,29076726	12959,9019	1457,26918
0328	Углерод	0.15	0.05		3	1,26697025	38,86051151	777,21023	777,21023
0330	Сера диоксид	0.5	0.05		3	46,45708555	1424,86915663	28497,3831	28497,3831
0333	Сероводород	0.008			2	0,0399354718	1,22526795905	692,920511	153,158495
0337	Углерод оксид	5	3		4	12,6697025	388,6051151	79,643169	129,535038
0410	Метан			50		0,316742563	9,71512788	0	0,19430256
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		0,3028648	1,049844	0	0,02099688
1052	Метанол	1	0.5		3	0,0351664	1,1090042	2,2180084	2,2180084
1715	Метантиол	0.006			4	0,00005067881	0,00155442046	0	0,25907008
	В С Е Г О:					62,98897359	1923,726349	43009,277	31017,2484

Таблица 5.21 - Расчет критериев опасности (КОВ_i) при пробной эксплуатации месторождения в 2022г

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м ³	ПДК средне-суточная, мг/м ³	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год	Значение КОВ (М/ПДК)**а	Выброс вещества, усл.т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид	0.2	0.04		2	1,939434	48,7620254	10276,0987	1219,05064
0328	Углерод	0.15	0.05		3	1,292956	32,50801693	650,160339	650,160339
0330	Сера диоксид	0.5	0.05		3	47,4101557633	1191,96137053	23839,2274	23839,2274
0333	Сероводород	0.008			2	0,0407462272	1,02707012835	550,887787	128,383766
0337	Углерод оксид	5	3		4	12,92956	325,0801693	67,8238284	108,360056
0410	Метан			50		0,323239	8,127004234	0	0,16254008
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		0,3097128	1,266748	0	0,02533496
1052	Метанол	1	0.5		3	0,0351664	1,1090042	2,2180084	2,2180084
1715	Метантиол	0.006			4	0,00005171824	0,00130032068	0	0,21672011
	В С Е Г О:					64,28102191	1609,842709	35386,416	25947,8048

Таблица 5.22 – Расчет критериев опасности (КОВ_i) при пробной эксплуатации месторождения в 2023г

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м ³	ПДК средне-суточная, мг/м ³	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год	Значение КОВ (М/ПДК)**а	Выброс вещества, усл.т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид	0.2	0.04		2	1,815828	4,706626176	491,863537	117,665654
0328	Углерод	0.15	0.05		3	1,210552	3,137750784	62,7550157	62,7550157
0330	Сера диоксид	0.5	0.05		3	44,3888063623	115,063086204	2301,26172	2301,26172
0333	Сероводород	0.008			2	0,0381752224	0,10317782446	27,7744388	12,8972281
0337	Углерод оксид	5	3		4	12,10552	31,37750784	8,27079912	10,4591693
0410	Метан			50		0,302638	0,784437696	0	0,01568875
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		0,3102228	0,582878	0	0,01165756
1052	Метанол	1	0.5		3	0,0351664	0,4557564	0	0,9115128
1715	Метантиол	0.006			4	0,00004842208	0,00012551003	0	0,02091834
	В С Е Г О:					60,20695721	156,2113464	2891,9255	2505,99856

Таблица 5.23 - Категория опасности

Категория опасности	1	2	3	4
КОВ	$>10^5$	$>10^4$	$>10^3-10^4$	$<10^3$

Полученный критерий опасности КОВ при строительстве 4-х скважин и пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау равен $156397,6 > 10^5$ и относится к 1 категории опасности.

Частоту (период) планового контроля предприятия определяют в зависимости от категории опасности в соответствии с таблицей.

Таблица 5.24 – Период контроля

Категория опасности	1	2	3	4
Период контроля	1 раз в 6 месяцев	1 раз в год	1 раз в 3 года	1 раз в 3 года

Так как полученный для объекта критерий опасности относится к 1 категории, следовательно, период контроля должен составлять 1 раз в 6 месяцев.

Выводы. Выполненный прогноз загрязнения атмосферы позволяет рекомендовать реализацию данного проекта. Проектируемые работы не окажут измеряемого воздействия на качество атмосферного воздуха в ближайших населенных пунктах в виду локального характера воздействия указанных источников выбросов, так как максимальные концентрации загрязняющих веществ сосредоточены только на отведенной площадке буровой. Поскольку территория промышленной площадки относится к рабочей зоне и расчетные уровни загрязнения ниже нормативных требований к воздуху рабочей зоны, то можно считать, что выбросы от оборудования не приводят к сверхнормативному загрязнению атмосферного воздуха окружающей среды.

Концентрации загрязняющих веществ на территории вахтового поселка в пределах нормативных требований к предельно-допустимым концентрациям в рабочей зоне.

Концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ и на территории близлежащего населенного пункта ниже нормативных требований к предельно - допустимым концентрациям населенных мест. Размер СЗЗ не менее 5000м.

Работы по оценочным работам носят временный характер. Критерий опасности проектируемых работ КОВ относится к первой категории опасности.

5.5. Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях

Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ разрабатывается в соответствии с «РНД 211.2.02.02-97. Рекомендации по оформлению и содержанию проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для предприятий Республики Казахстан». Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ разрабатываются в двух режимах.

Мероприятия по первому режиму работы обеспечивают сокращение концентраций вредных веществ в приземном слое атмосферы на 10%.

Эти мероприятия носят организационно-технический характер, и заключаются в следующем:

- усиление контроля над точным соблюдением технологического регламента работы оборудования;
- исключение работы вышеуказанного оборудования на форсированном режиме;
- усиление контроля над работой контрольно-измерительной аппаратуры и автоматических систем управления технологическими процессами;

- работа оборудования на предварительно подготовленном запасе высококачественного сырья для снижения выбросов вредных веществ в атмосферу.

Мероприятия по второму режиму обеспечивают сокращение концентраций вредных веществ в приземном слое атмосферы на 30%.

Это достигается следующим образом:

- снижение производительности (щадящий режим);
- ограничение движения и использование автотранспорта по территории;
- сокращение времени движения автотранспорта на переменных режимах и запрещение работы двигателей внутреннего сгорания на холостом ходу.

5.6 Характеристика источников физического воздействия

Одной из форм физического воздействия на окружающую среду являются упругие колебания, распространяющиеся в виде звуковых и вибрационных волн.

Проведение поисково-разведочных работ сопровождается следующими факторами физического воздействия: шум, ударные волны, вибрация.

Источниками шумового воздействия на проектируемом объекте будут являться:

- буровая установка;
- дизельная электростанция;
- передвижные источники.

Шумовой эффект возникает непосредственно на производственной площадке объекта.

Наиболее интенсивное шумовое воздействие наблюдается при ведении поисково-разведочных работ. Согласно литературным данным уровень звука, создаваемый источниками, составляет:

- буровые станки – 115 дБА;
- погрузочные машины – 105 дБА;
- автомобили – 93 дБА;

По литературным данным, на основании опытных работ высокий уровень шума от генераторов отмечается на расстоянии 1 м от источника.

Уровень шума и параметры вибрации в производственных помещениях и на рабочих местах обслуживающего персонала не должны превышать норм, указанных в «Санитарных нормах и правилах по ограничению шума при производстве» и «Санитарных нормах и правилах при работе с инструментами, механизмами и оборудованием, создающими вибрации, передаваемые на руки работающих».

Предельно допустимые уровни (далее – ПДУ) вредного воздействия физических факторов на здоровье работающих должны соответствовать требованиям приказа Министра национальной экономики от *16 февраля 2022 года № КР ДСМ-15 «Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека»*, предельно-допустимый уровень шума на производственных предприятиях не должен превышать 80 дБА.

Проектом предусматриваются:

- средства защиты от шума и вибрации, противошумовые наушники;
- виброизолирующая площадка конструкции.

Принятые технологические решения, обеспечивают эквивалентный уровень звука на рабочих местах не выше 80 дБА.

В связи с тем, что при уровне шума в пределах 40-50 дБА заметного раздражения у людей не наблюдается, считаем, что уровень шума, создаваемый источниками физического воздействия при проведении работ низкий, не будет оказывать воздействия на расстоянии 50-100 м от источника.

5.7 Водоснабжение и водоотведение

Работающие будут обеспечены водой, удовлетворяющей требованиям Постановлением Правительства РК №209 от 16.03.2015г. «Санитарно-эпидемиологические требования к водисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов».

На месторождении Восточный Урихтау для питьевых нужд будет использоваться бутилированная вода (подрядчик будет определен по результатам тендера).

Водопотребление для технических нужд планируется осуществлять из проектируемых водозаборных скважин. Строительство водозаборных скважин осуществляется техническим проектом, который будет выполняться после утверждения данного проекта. Водозаборные скважины планируют пробурить в неокомском горизонте. Сведения о водозаборных скважинах будут рассматриваться отдельным проектом по строительству водозаборных скважин. После бурения водозаборных скважин будут отбираться пробы воды, с помощью которых будут определяться физико-химические свойства подземных вод для технических нужд.

При суточной норме потребления питьевой и хоз-бытовой воды 150 лит/сут (СНиП РК 4.01-02-2009 с изменениями и дополнениями от 05.03.2016г.) общий объем потребления воды для 30 работников ориентировочно составляет:

Таблица 5.25 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин глубиной 4250м без хвостовика

Потребитель	Продолжительность сутки	Количество чел	Норма потребление, м ³	Водопотребление		Водоотведение	
				м ³ /сут.	м ³ /цикл	м ³ /сут.	м ³ /цикл
1 скважина							
Хоз-питьевые нужды	178,36	30	0,15	4,5	802,62	3,6	642,096
Итого:					802,62		642,096
4 скважин							
Хоз-питьевые нужды	713,44	30	0,15	4,5	3210,48	3,6	2568,38
Итого:					3210,48		2568,38

Таблица 5.26 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин глубиной 4250м с хвостовиком

Потребитель	Продолжительность сутки	Количество чел	Норма потребление, м ³	Водопотребление		Водоотведение	
				м ³ /сут.	м ³ /цикл	м ³ /сут.	м ³ /цикл
1 скважина							
Хоз-питьевые нужды	193,18	30	0,15	4,5	869,31	3,6	695,448
Итого:					869,31		695,448
4 скважин							
Хоз-питьевые нужды	772,72	30	0,15	4,5	3477,24	3,6	2781,79
Итого:					3477,24		2781,79

Таблица 5.27 - Баланс водопотребления и водоотведения при пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау

Потребитель	Продолжительность сутки	Количество чел	Норма потребление, м ³	Водопотребление		Водоотведение	
				м ³ /сут.	м ³ /цикл	м ³ /сут.	м ³ /цикл
2021 год							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	4,5	1642,5	3,6	1642,5
2022 год							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	4,5	1642,5	3,6	1642,5
2023 год							
Хоз-питьевые нужды	150	30	0,15	4,5	675,0	3,6	675,0
Итого:					3960,0		3960,0

Таблица 5.28 - Расчет расхода воды при строительстве скважин глубиной 4250м без хвостовика

№	Наименование работ	Техническая нужда, м ³ /цикл
1	Строительство и монтаж	-
2	Подготовительные работы	258
3	Бурение и крепление	8737,92
4	Испытание на продуктивность	720
Всего:		9715,92

Таблица 5.29 - Расчет расхода воды при строительстве скважин глубиной 4250м с хвостовиком

№	Наименование работ	Техническая нужда, м ³ /цикл
1	Строительство и монтаж	-
2	Подготовительные работы	258
3	Бурение и крепление	9804,96
4	Испытание на продуктивность	720
Всего:		10782,96

В результате хозяйственной деятельности рабочего персонала, формируются хозяйственно-бытовые стоки. Накопленные хозяйственно-бытовые сточные воды будут осуществляться в местных локальных септиках с последующим вывозом их на очистку и утилизацию в специализированные организации на договорной основе. Местные локальные септики представляет собой герметичные емкости. Материал септиков – железобетон, объем емкостей по 25м³.

Буровые сточные воды (БСВ) – по своему составу являются многокомпонентными суспензиями, содержащими до 80% мелкодисперсных примесей, обеспечивающими высокую агрегатную устойчивость. Загрязняющие вещества, содержащиеся в буровых сточных водах, подразделяются на взвешенные, растворимые органические примеси и нефтепродукты.

Расчет объема сточных вод произведен согласно Приказа Министра ООС РК «Об утверждении методики расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин» от 3 мая 2012г №129-Ө:

Объем буровых сточных вод ($V_{БСВ}$) определяется по формуле:

$$V_{БСВ} = 2 \times V_{обр};$$

Объем буровых сточных вод при бурении скважин проектной глубиной 4250 м составит:

- По I варианту без спуска хвостовика: $V_{БСВ} = 2 \times 226,3289 = 452,6578 \text{ м}^3$;
- По II варианту без спуска хвостовика: $V_{БСВ} = 2 \times 222,27305 = 444,5461 \text{ м}^3$.

Не допускается сбрасывание сточных вод на поверхность земли и в водные объекты. Буровые сточные воды должны накапливаться в металлических емкостях, не допускающих их разлив, и по мере накопления вывозиться на утилизацию или очистку специализированной организацией согласно договору. Специализированная организация определяется путем

проведения открытого тендера со всеми требованиями по утилизации отходов. Специализированная организация, занимающаяся утилизацией отходов бурения (буровой шлам, отработанные буровые растворы, буровые сточные воды), должна иметь специальные установки по очистке, обезвреживанию и утилизации БСВ и других отходов бурения. На территории организации должны иметься карты испарения для сбора сточных вод. Для исключения возможного загрязнения подземных вод дно и откосы полей испарения должны быть обустроены противодиффузионным экраном. Собственником отходов будет являться компания, занимающаяся буровыми работами.

5.8 Отходы производства и потребления

Физические и юридические лица, в процессе хозяйственной деятельности которых образуются отходы, обязаны предусмотреть меры безопасного обращения с ними, соблюдать экологические и санитарно-эпидемиологические требования и выполнять мероприятия по их утилизации, обезвреживанию и безопасному удалению.

Согласно ст.335 Экологического Кодекса РК операторы объектов I и (или) II категорий, а также лица, осуществляющие операции по сортировке, обработке, в том числе по обезвреживанию, восстановлению и (или) удалению отходов, обязаны разрабатывать программу управления отходами в соответствии с правилами, утвержденными уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Программа управления отходами для объектов I категории разрабатывается с учетом необходимости использования наилучших доступных техник в соответствии с заключениями по наилучшим доступным техникам, разрабатываемыми и утверждаемыми в соответствии с Экологическим Кодексом Республики Казахстан от 02.01.2021 года № 400-VI ЗРК.

В процессе реализации пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау образуются твердые и жидкие отходы. Отходы оказывают негативное влияние на компоненты среды, в первую очередь, на атмосферу, почву и водную среду. Бурение скважин будет осуществляться **безамбарным методом**.

В процессе бурения и пробной эксплуатации месторождения проектом предусмотрено использование емкостей для временного сбора отходов с последующей транспортировкой отходов автотранспортом для захоронения, что исключает попадание их на почву.

Отходы образуются:

- при приготовлении бурового раствора;
- в процессе строительства и освоения скважин;
- при пробной эксплуатации месторождения;
- при вспомогательных работах.

Основными отходами при бурении скважины являются:

- буровой шлам;
- отработанный буровой раствор;
- металлолом;
- коммунальные отходы;
- промасленная ветошь;
- огарки сварочных электродов;
- отработанные аккумуляторы.

Буровой шлам (БШ) (01 05 06*) – 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 отработанным буровым раствором происходит разбухивание выбуренной породы согласно РНД 03.1.0.3.01-96 и удельная плотность уменьшается на

величину коэффициента разбухания породы 1,2, тогда плотность бурового шлама равна: $2,1:1,2=1,75 \text{ т/м}^3$.

Отработанный буровой раствор (ОБР) (01 05 06*) – 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.

Металлом (17 04 07*) - собирается на площадке для временного складирования металлолома, по мере накопления вывозится по договору со специализированной организацией.

Коммунальные отходы (20 03 01*) – упаковочная тара продуктов питания, бумага, пищевые отходы собираются в металлические контейнеры и вывозятся согласно договору со специализированной организацией.

Уровень опасности твердо-бытовых отходов – «Зеленый список GO₀₆₀».

Согласно Санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденным приказом Министра здравоохранения РК от 25 декабря 2020г №ҚР ДСМ-331/2020 срок хранения коммунальных отходов в контейнерах при температуре 0 оС и ниже допускается не более трех суток, при плюсовой температуре не более суток..

Промасленная ветошь (20 03 01*). Образуется в процессе использования тряпья для протирки механизмов, деталей, станков и машин. По мере накопления отходы будут собираться в контейнеры и транспортироваться согласно договору со специализированной организацией.

Огарки сварочных электродов (12 01 13*) – представляют собой остатки электродов после использования их при сварочных работах в процессе ремонта основного и вспомогательного оборудования.

Уровень опасности огарков электродов – «Зеленый список GA₀₈₀».

Отработанные аккумуляторы (16 06 05*) – образуются после истечения срока годности.

Уровень опасности отработанных аккумуляторов – «Янтарный список AA₁₇₀».

Расчет количества образования отходов

Расчет объемов отходов бурения произведен в соответствии с методикой расчета объема образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) согласно приказом Министра охраны окружающей среды РК от «3» мая 2012 года № 129-Ө.

Данные для расчета объемов образования отходов бурения приведены в таблицах 5.30 – 5.36.

Таблица 5.30 - Объем выбуренной породы при строительстве скважин глубиной 4250м по первому варианту без хвостовика

<i>Интервал</i>	<i>k</i>	<i>π</i>	<i>R², м</i>	<i>V, м³</i>	<i>L, м</i>
1	2	3	4	5	6
0-400	1,20	3,14	0,10903204	164,333091	400
400-1200	1,15	3,14	0,04939506	142,692457	800
1200-2980	1,15	3,14	0,02420358	155,570451	1780
2980-4250	1,20	3,14	0,0116532	55,7647691	1270
518,36077					

Объем отходов бурения

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_n \times 1,2;$$

$$V_{ш} = 518,36077 \times 1,2 = 622,0329 \text{ м}^3$$

где 1,2 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, может изменяться с учетом особенностей геологического разреза и обосновывается расчетами;

Объем отработанного бурового раствора

$$V_{обр} = 0,25 \times K_1 \times V_n + 0,5 \times V_{ц};$$

где K_1 - коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе, равный 1,052;

$V_{ц}$ - объем циркуляционной системы БУ;

при повторном использовании бурового раствора 1,2 заменяется на 0,25;

$$V_{обр} = 0,25 \times 1,052 \times 518,36077 + 0,5 \times 180 = 226,3289 \text{ м}^3$$

Таблица 5.31 - Объем выбуренной породы при строительстве скважин глубиной 4250м по второму варианту со спуском хвостовика

Интервал	k	π	R ² , м	V, м ³	L, м
1	2	3	4	5	6
0-400	1,2	3,14	0,10903204	164,333091	400
400-1200	1,15	3,14	0,04939506	142,692457	800
1200-2980	1,15	3,14	0,02420358	155,570451	1780
2980-3550	1,2	3,14	0,0116532	25,0282768	570
3550-4250	1,2	3,14	0,00580644	15,3150661	700
502,93934					

Объем отходов бурения

Объем бурового шлама определяется по формуле:

$$V_{ш} = V_n \times 1,2;$$

$$V_{ш} = 502,93934 \times 1,2 = 603,5272 \text{ м}^3$$

где 1,2 - коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы, может изменяться с учетом особенностей геологического разреза и обосновывается расчетами;

Объем отработанного бурового раствора

$$V_{обр} = 0,25 \times K_1 \times V_n + 0,5 \times V_{ц};$$

где K_1 - коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе, равный 1,052;

$V_{ц}$ - объем циркуляционной системы БУ;

при повторном использовании бурового раствора 1,2 заменяется на 0,25;

$$V_{обр} = 0,25 \times 1,052 \times 502,93934 + 0,5 \times 180 = 222,27305 \text{ м}^3$$

Металлолом

Огарки образуются в зависимости от расхода электродов:

$$N = M_{ост} \times Q, \text{ т/год},$$

где: $M_{ост}$ – расход электродов, 0,01 т/год;

Q – остаток электрода, 0,015.

$$N = 0,01 \times 0,015 = 0,0002 \text{ т/год}.$$

Коммунальные отходы

Расчет образования коммунальных отходов рассчитан согласно Приложения 16 к приказу Министра охраны окружающей среды РК №100-п от 18.04.2008 г.

Норма образования бытовых отходов определяется с учетом удельных санитарных норм образования бытовых отходов на пром.предприятиях – 0,3 м³/год, плотность отхода – 0,25 т/м³.

Расчёт образования отходов производится по формуле:

$$M = n * q * \rho, \text{ т/год},$$

где n – количество рабочих и служащих на объектах;

q – норма накопления твердых бытовых отходов, $\text{м}^3/\text{чел} \cdot \text{год}$;

ρ – плотность, $\text{т}/\text{м}^3$.

Таблица 5.32 - Образование коммунальных отходов при планируемых работах

Участок	Кол-во людей	Санитарная норма бытовых отходов на 1 чел, $\text{м}^3/\text{год}$	Время работы, сут.	Плотность, $\text{т}/\text{м}^3$	Количество, т/пер.	Количество, т/пер. 4 скв
при строительстве скважин глубиной 4250м (по первому варианту)	30	0,3	178,36	0,25	1,09948	4,39792
при строительстве скважин глубиной 4250м (по второму варианту)	30	0,3	193,18	0,25	1,19084	4,76334
при эксплуатации на 2021 год	30	0,3	365	0,25	2,25	
при эксплуатации на 2022 год	30	0,3	365	0,25	2,25	
при эксплуатации на 2023 год	30	0,3	150	0,25	0,2946	

Количество промасленной ветоши

Количество промасленной ветоши определяется по формуле:

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

где: N – количество промасленной ветоши, т/год;

M_0 – поступающее количество ветоши, 0,12 т/год;

M – норматива содержания в ветоши масел, т/год;

$$M = 0,12 * M_0$$

W – норматива содержания в ветоши влаги, т/год.

$$W = 0,15 * M_0$$

Количество промасленной ветоши в году:

$$N = 0,12 + 0,0144 + 0,018 = 0,1524 \text{ т/год}$$

Таблица 5.33 - Образование промасленной ветоши при планируемых работах

Участок	Время работы, сут.	Количество отхода, т/пер.	Количество отхода, т/пер. 4 скв
при строительстве скважин глубиной 4250м (по первому варианту)	178,36	0,07447	0,297886
при строительстве скважин глубиной 4250м (по второму варианту)	193,18	0,08066	0,32264
при эксплуатации на 2021 год	365	0,1524	
при эксплуатации на 2022 год	365	0,1524	
при эксплуатации на 2023 год	150	0,0626	

Огарки сварочных электродов

$$N = M_{ост} * \alpha,$$

где: $M_{ост}$ – расход электродов, 0,1 т/год;

α – остаток электрода, 0,015.

$$N = 0,1 * 0,015 = 0,0015 \text{ т/год.}$$

Отработанные аккумуляторы

$$M = \sum n_i * m_i * 10^{-3} / \tau$$

где: n_i – количество аккумуляторов для i – группы автотранспорта, 10шт.;

m_i – средняя масса аккумулятора i – вида автотранспорта, 0,025т;

τ – срок эксплуатации аккумулятора, 2 года

$$M = 10 * 0,025 * 10^{-3} / 2 = 0,00013 \text{ т/год.}$$

Таблица 5.34 - Образование отработанных аккумуляторов при планируемых работах

Участок	Время работы, сут.	Количество отхода, т/пер.	Количество отхода, т/пер. 4 скв
при строительстве скважин глубиной 4250м (по первому варианту)	178,36	0,000064	0,000254
при строительстве скважин глубиной 4250м (по второму варианту)	193,18	0,00007	0,000275
при эксплуатации на 2021 год	365	0,00013	
при эксплуатации на 2022 год	365	0,00013	
при эксплуатации на 2023 год	150	0,000053	

Таблица 5.35 – Лимиты накопления отходов год при строительстве скважин глубиной 4250м на месторождения Восточный Урихтау по первому варианту без спуска хвостовика

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год
1 скважина		
Всего:	-	1361,32797
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	1360,22849
<i>отходов потребления</i>	-	1,09948
Опасные отходы		
Буровой шлам	-	1088,55758
Отработанный буровой раствор	-	271,59468
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,07447
Отработанные аккумуляторы	-	0,000064
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	1,09948
Металлолом	-	0,0002
Огарки сварочных электродов	-	0,0015
4 скважин		
Всего:	-	5445,31188
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	5440,91396
<i>отходов потребления</i>	-	4,39792
Опасные отходы		
Буровой шлам	-	4354,2303
Отработанный буровой раствор	-	1086,37872
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,297886
Отработанные аккумуляторы	-	0,000254
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	4,39792
Металлолом	-	0,0008

Огарки сварочных электродов	-	0,006

Таблица 5.36 – Лимиты накопления отходов год при строительстве скважин глубиной 4250м на месторождения Восточный Урихтау по второму варианту со спуском хвостовика

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год
1 скважина		
Всего:	-	1324,17353
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	1322,98269
<i>отходов потребления</i>	-	1,19084
Опасные отходы		
Буровой шлам	-	1056,1726
Отработанный буровой раствор	-	266,72766
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,08066
Отработанные аккумуляторы	-	0,00007
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	1,19084
Металлолом	-	0,0002
Огарки сварочных электродов	-	0,0015
4 скважин		
Всего:	-	5296,694095
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	5291,930755
<i>отходов потребления</i>	-	4,76334
Опасные отходы		
Буровой шлам	-	4224,6904
Отработанный буровой раствор	-	1066,91064
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,32264
Отработанные аккумуляторы	-	0,000275
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	4,76334
Металлолом	-	0,0008
Огарки сварочных электродов	-	0,006

Таблица 5.37 – Лимиты накопления отходов год при пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау на 2021-2023гг.

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год
2021 год		
Всего:	-	2,40423
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	0,15423
<i>отходов потребления</i>	-	2,25
Опасные отходы		
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524
Отработанные аккумуляторы	-	0,00013
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	2,25
Металлолом	-	0,0002
Огарки сварочных электродов	-	0,0015
2022 год		
Всего:	-	2,40423
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	0,15423
<i>отходов потребления</i>	-	2,25
Опасные отходы		
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,1524

Отработанные аккумуляторы	-	0,00013
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	2,25
Металлолом	-	0,0002
Огарки сварочных электродов	-	0,0015
2023 год		
Всего:	-	0,357933
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	0,06333
<i>отходов потребления</i>	-	0,2946
Опасные отходы		
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,0626
Отработанные аккумуляторы	-	0,000053
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	0,2946
Металлолом	-	0,00008
Огарки сварочных электродов	-	0,0006

Таблица 5.38 – Лимиты захоронения отходов при строительстве скважин глубиной 4250м на месторождения Восточный Урихтау по первому варианту без спуска хвостовика

Наименование отходов	Объем захороненных отходов на существующее положение, тонн/год	Образование, тонн/год	Лимит захоронения, тонн/год	Повторное использование, переработка, тонн/год	Передача сторонним организациям, тонн/год
1 скважина					
Всего	-	1361,32797	-	-	1361,32797
в т.ч. отходов производства	-	1360,22849	-	-	1360,22849
отходов потребления	-	1,09948	-	-	1,09948
Опасные отходы					
Буровой шлам	-	1088,55758	-	-	1088,55758
Отработанный буровой раствор	-	271,59468	-	-	271,59468
Промасленная ветошь	-	0,07447	-	-	0,07447
Отработанные аккумуляторы	-	0,0015	-	-	0,0015
Не опасные отходы					
Коммунальные отходы	-	1,09948	-	-	1,09948
Металлолом	-	0,0002	-	-	0,0002
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	-	-	0,0015
4 скважин					
Всего	-	5445,31188	-	-	5445,31188
в т.ч. отходов производства	-	5440,91396	-	-	5440,91396
отходов потребления	-	4,39792	-	-	4,39792
Опасные отходы					
Буровой шлам	-	4354,2303	-	-	4354,2303
Отработанный буровой раствор	-	1086,37872	-	-	1086,37872
Промасленная ветошь	-	0,297886	-	-	0,297886
Отработанные	-	0,000254	-	-	0,000254

аккумуляторы					
Не опасные отходы					
Коммунальные отходы	-	4,39792	-	-	4,39792
Металлолом	-	0,0008	-	-	0,0008
Огарки сварочных электродов	-	0,006	-	-	0,006

Таблица 5.39 – Лимиты захоронения отходов при строительстве скважин глубиной 4250м на месторождения Восточный Урихтау по второму варианту со спуском хвостовика

Наименование отходов	Объем захороненных отходов на существующее положение, тонн/год	Образование, тонн/год	Лимит захоронения, тонн/год	Повторное использование, переработка, тонн/год	Передача сторонним организациям, тонн/год
1 скважина					
Всего	-	1324,17353	-	-	1324,17353
в т.ч. отходов производства	-	1322,98269	-	-	1322,98269
отходов потребления	-	1,19084	-	-	1,19084
Опасные отходы					
Буровой шлам	-	1056,1726	-	-	1056,1726
Отработанный буровой раствор	-	266,72766	-	-	266,72766
Промасленная ветошь	-	0,08066	-	-	0,08066
Отработанные аккумуляторы	-	0,00007	-	-	0,00007
Не опасные отходы					
Коммунальные отходы	-	1,19084	-	-	1,19084
Металлолом	-	0,0002	-	-	0,0002
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	-	-	0,0015
4 скважин					
Всего	-	5296,694095	-	-	5296,694095
в т.ч. отходов производства	-	5291,930755	-	-	5291,930755
отходов потребления	-	4,76334	-	-	4,76334
Опасные отходы					
Буровой шлам	-	4224,6904	-	-	4224,6904
Отработанный буровой раствор	-	1066,91064	-	-	1066,91064
Промасленная ветошь	-	0,32264	-	-	0,32264
Отработанные аккумуляторы	-	0,000275	-	-	0,000275
Не опасные отходы					
Коммунальные отходы	-	4,76334	-	-	4,76334
Металлолом	-	0,0008	-	-	0,0008
Огарки сварочных электродов	-	0,006	-	-	0,006

Таблица 5.40 – Лимиты захоронения отходов при пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау на 2021-2023гг.

Наименование отходов	Объем захороненных отходов на существующее положение, тонн/год	Образование, тонн/год	Лимит захоронения, тонн/год	Повторное использование, переработка, тонн/год	Передача сторонним организациям, тонн/год
2021г					
Всего	-	2,40423	-	-	2,40423
в т.ч. отходов производства	-	0,15423	-	-	0,15423
отходов потребления	-	2,25	-	-	2,25
Опасные отходы					
Промасленная ветошь	-	0,1524	-	-	0,1524
Отработанные аккумуляторы	-	0,00013	-	-	0,00013
Не опасные отходы					
Коммунальные отходы	-	2,25	-	-	2,25
Металлолом	-	0,0002	-	-	0,0002
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	-	-	0,0015
2022г					
Всего	-	2,40423	-	-	2,40423
в т.ч. отходов производства	-	0,15423	-	-	0,15423
отходов потребления	-	2,25	-	-	2,25
Опасные отходы					
Промасленная ветошь	-	0,1524	-	-	0,1524
Отработанные аккумуляторы	-	0,00013	-	-	0,00013
Не опасные отходы					
Коммунальные отходы	-	2,25	-	-	2,25
Металлолом	-	0,0002	-	-	0,0002
Огарки сварочных электродов	-	0,0015	-	-	0,0015
2023г					
Всего	-	0,357933	-	-	0,357933
в т.ч. отходов производства	-	0,06333	-	-	0,06333
отходов потребления	-	0,2946	-	-	0,2946
Опасные отходы					
Промасленная ветошь	-	0,0626	-	-	0,0626
Отработанные аккумуляторы	-	0,000053	-	-	0,000053
Не опасные отходы					
Коммунальные отходы	-	0,2946	-	-	0,2946
Металлолом	-	0,00008	-	-	0,00008

Огарки сварочных электродов	-	0,0006	-	-	0,0006
-----------------------------	---	--------	---	---	--------

5.9 Воздействие отходов производства и потребления на окружающую среду

Основными принципами компании проведения работ в области обращения с отходами являются:

- охрана здоровья человека, поддержание или восстановление благоприятного состояния окружающей природной среды и сохранение биологического разнообразия;
- комплексная переработка или утилизация отходов в целях уменьшения количества отходов на территории участка.

Скопление и неправильное хранение отходов на территории участка может оказать влияние на все компоненты экосистемы:

- Атмосферный воздух;
- Подземные и поверхностные воды;
- Почвенно-растительный покров;
- Животный мир.

Анализ данных показал, что влияние отходов производства и потребления будет минимальным при условии строгого выполнения проектных решений и соблюдения всех санитарно-эпидемиологических и экологических норм. Уровень воздействия при образовании отходов производства и потребления будет минимальным, временным.

Охрана труда и техника безопасности при проведении работ. Все полевые работы будут производиться в соответствии с действующими Правилами и инструкциями при проведении геологоразведочных работ. Перед началом полевых работ будут проводиться инструктажи на знание техники безопасности и приниматься экзамены. Все бригады партии будут обеспечены медицинскими аптечками.

Согласно проектным данным все работники в соответствии с «Санитарными правилами и нормами по гигиене труда в промышленности» будут обеспечены специальной одеждой, обувью и средствами индивидуальной защиты (СИЗ).

Перед началом полевых работ будет произведен технический осмотр состояния и оборудования транспортных средств.

До начала работ предусматривается полный месячный тест, чтобы убедиться, что все технологическое оборудование функционирует в пределах технических описаний изготовителя, а также находится в пределах допуска Технических Стандартов. Будет обеспечена двусторонняя связь с офисом, полевыми базами и бригадами. Проектом предусматривается обучение рабочих бригад мероприятиям по предупреждению возникновения и ликвидации открытых фонтанов (по сигналу «Выброс»).

Буровая установка и полевой лагерь будут обеспечены противопожарным инвентарем и первичными средствами пожаротушения. В каждой смене будет ответственный за противопожарную безопасность. Для предупреждения аварийных ситуаций отряды и бригады будут иметь долговременные и краткосрочные прогнозы погоды. Для оперативного принятия мер при непредсказуемых ситуациях согласован и предусмотрен план по безопасному ведению работ.

Меры по охране окружающей среды.

Проектом предусматриваются следующие мероприятия по охране окружающей среды:

- соблюдение всех правил проведения работ;
- проведение работ в пределах отведенной во временное пользование территории;
- контроль уровня шума на участках работ;
- своевременное устранение утечки горюче-смазочных веществ во время работы механизмов и дизелей и не допущение загрязнения почв;

- использование специальных емкостей для сбора отработанных масел;
- после окончания работ участки будут очищены от бытовых и производственных отходов, остатков ГСМ;
- утилизация отходов (отработанных масел и топлива);
- приготовление и обработка бурового раствора в циркуляционной системе;
- хранение материалов и химических реагентов в закрытых помещениях;
- оборотное водоснабжение (повторное использование БСВ);
- рекультивация земель, выданных во временное пользование.

5.10 Мероприятия по предотвращению загрязнения окружающей среды промышленными отходами

При проведении работ следует проводить следующие природоохранные мероприятия:

- жидкие химреагенты хранятся в цистернах на промплощадке ГСМ;
- буровая установка монтируется с учетом розы ветров, рельефа местности, для обеспечения течения жидкостей самотеком в технологические емкости;
- отработанные масла собираются в металлические емкости и вывозятся на промышленную базу для дальнейшей регенерации;

5.11 Рекультивация земель

Согласно Закона Республики Казахстан «О земле» раздел IV, Глава 17, статья 107 «Охрана земель», собственники земельных участков и землепользователь обязаны проводить мероприятия, направленные на:

- рекультивацию нарушенных земель, восстановлению их плодородия и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот;
- снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земли.

В период строительства скважин произойдут нарушения земель, производимые строительными машинами, механизмами при проведении строительно-монтажных работ. После окончания бурения, испытания скважин и демонтажа оборудования исполнитель должен вести работы по восстановлению земельного участка в соответствии с проектными решениями. Рекультивация земель включает в себя два этапа: технический и биологический.

При проведении технического этапа рекультивации земель должны быть выполнены следующие работы:

- демонтировать буровую установку и вывезти для последующего использования (отходов бетона и металлолома не образуется, так как нет сборного фундамента, а имеется опорный фундамент с железным каркасом, который демонтируется с буровой установкой и также вывозится для последующего использования);
- провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;
- нанести плодородный слой почвы на поверхность участка, где он был снят (с планировкой территории);
- очистить участок от металлолома и др. материалов.

Провести рекультивацию земель на площадях, которые были заняты временными дорогами, или передать их постоянному землепользователю на согласованных с ним условиях.

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа. Биологический этап рекультивации включает:

- подбор участков нарушенных земель, удобных по рельефу, размерам и форме, поверхностный слой, который сложен породами, пригодными для биологической рекультивации;
- планировку участков нарушенных земель, обеспечивающую производительное использование современной техники для сельскохозяйственных работ и исключаящую развитие эрозионных процессов;
- нанесение плодородного слоя почвы на малопригодные породы при подготовке земель под пашню;
- проведение интенсивного мелиоративного воздействия с выращиванием однолетних, многолетних трав.

6 КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Комплексная (интегральная) оценка воздействия на окружающую среду проекта пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау выполнена на основе покомпонентной оценки воздействия основных производственных операций, планируемых на участке в процессе реализации проекта.

Комплексная оценка воздействия выполнена для условий штатного режима и условий возникновения возможных аварийных ситуаций.

Территория планируемой деятельности приурочена к чувствительной зоне антропогенных воздействий в котором небольшие изменения в результате хозяйственной деятельности, способны повлечь за собой нежелательные изменения в отдельных компонентах окружающей среды. Для предотвращения негативного воздействия на компоненты ОС необходимо тщательное соблюдение природоохранных мероприятий. В связи с этим, проектом предусматривались технологии и технические решения, реализация которых в наименьшей степени воздействовала бы на окружающую среду. Основными компонентами природной среды, подвергающимися воздействиям, являются воздушный бассейн, акватории воды, недра, флора и фауна района, и социальная среда. На основании анализа современной ситуации, принятых проектных решений и их прогнозируемых последствий ниже дается обобщенная схема их воздействия на отдельные среды.

Работы по освоению месторождения являются многоэтапными, затрагивающими различные компоненты окружающей среды. Воздействия на окружающую среду на этапах различных производственных операций различны, в связи с чем, представляется целесообразным рассмотреть их отдельно.

Негативное воздействие на все компоненты природной среды по большинству этапов развития месторождения не выходит за пределы незначительного и умеренного уровня. *Умеренное и локальное* воздействие на отдельные компоненты окружающей среды прогнозируется при строительстве скважин.

Основными компонентами природной среды, подвергающимися воздействиям, являются воздушный бассейн, недра, флора и фауна района, социальная среда. На основании анализа современной ситуации, принятых проектных решений и их прогнозируемых последствий ниже дается обобщенная схема их воздействия на отдельные среды.

Таблица 6.1 - Основные виды воздействия на окружающую среду при строительстве скважины

№ п/п	Факторы воздействия	Компоненты окружающей среды				
		Атмосфера	Геологическая среда	Фауна	Флора	Птицы
1	Физическое присутствие (шум, вибрации, свет)			✓		✓
2	Работа дизель-генераторов	✓		✓		✓
3	Проходка скважин	✓	✓	✓	✓	
4	Освоение скважин	✓	✓	✓	✓	✓
5	Отходы производства и потребления (в местах утилизации)	✓	✓			

Положительных интегральных воздействий на компоненты природной среды при реализации проекта не ожидается.

Таким образом, анализ покомпонентного и интегрального воздействия на окружающую среду позволяет заключить, что реализация проекта при условии соблюдения проектных технологических решений не окажет значимого негативного воздействия на окружающую среду. В то же время реализация проекта окажет значительное положительное воздействие на социально-экономическую сферу, приведет к повышению уровня жизни значительной группы населения.

Планируемая реализация проекта желательна с точки зрения социально-экономической.

6.1 Оценка воздействия на качество атмосферного воздуха

Источниками воздействия на атмосферный воздух, является технологическое оборудование, установки, системы и сооружения основного и вспомогательных производств, необходимые для выполнения планируемых работ. На основе запланированных работ в была проведена инвентаризация источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при работах. К предположительным источникам выбросов загрязняющих веществ в атмосферу можно отнести нижеперечисленные источники:

Организованными источниками выбросов являются:

- буровая установка «ZJ-70», «XJ-650»;
- цементировочный агрегат;
- емкость для топлива;
- ДЭС – для выработки электроэнергии;
- ДЭС (при аварийных ситуациях);
- передвижная паровая установка (ППУ);
- резервуары для нефти;
- факельная установка (при испытании);
- факельная установка (при аварийных ситуациях).

Неорганизованными источниками выбросов являются:

- сварочный пост;
- насосная установка для перекачки дизтоплива;
- емкости для хранения дизтоплива;
- емкость для бурового шлама;
- емкость масла;
- емкость отработанных масел;
- емкость для бензина;
- скважины;
- нефтегазосепаратор
- нефтеналивная эстакада;
- манифольд;
- АГЗУ;
- УПОГ;
- Дренажные емкости ЕП;
- Факельный сепаратор;
- КСУ;
- Насосы;
- СОД газа и нефти;
- ГС-1;
- Компрессор;
- Установка осушки газа.

По высоте источники делятся на наземные (2м.) и низкие (2-10 м), по температуре на холодные (10-50) и горячие (200-800).

В системе нормирования вредных выбросов в атмосферу рассматриваются вещества, образующиеся в результате производственной деятельности. От стационарных источников выбросов при оценке работ на контрактной территории в атмосферу выбрасываются 23 наименований вредных веществ.

Обоснование данных о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу от источников выделения, выполнено с учетом действующих методик и паспортов действующего оборудования, расходов сырья и материалов.

Выводы. Инвентаризация источников выбросов вредных веществ на территории проведения работ выявила следующее.

Всего стационарными источниками при строительстве 1 скважины глубиной 4250 метров в атмосферу будет максимально выбрасываться **357,26 т** загрязняющих веществ (при использовании второго варианта со спуском хвостовика). При эксплуатации месторождения Восточный Урихтау в 2021 году будет выбрасываться **1923,72 т ЗВ**, в 2022 году – **1609,84 т**, в 2023 году – **156,21 т** загрязняющих веществ.

Основные мероприятия по предупреждению загрязнения атмосферного воздуха:

- оборудование резервуаров в резервуарных парках современной дыхательной арматурой, обвязанной газоуравнительной системой, плавающими крышами или понтонами. При технической невозможности осуществления указанных мер устанавливаются диски-отражатели. Наружная поверхность резервуаров окрашивается краской с высокой лучеотражающей способностью;
- предупреждение возможности нефтегазопроявлений при бурении и ремонте скважин;
- применение закрытой системы продувок аппаратов и трубопроводов;
- применение закрытой системы подготовки промышленных сточных вод, содержащих сероводород;
- обеспечение герметизации бездействующих скважин и контроль их технического состояния;
- обеспечение герметизации сальников запорной арматуры, скважин, трубопроводов, аппаратов и насосных агрегатов;
- обеспечение герметизации дренажных систем и канализационных колодцев, нефтеловушек закрытого типа;
- обеспечение, при возможности, утилизации попутно добываемого газа в целях сокращения его сжигания на факелах. Сжигание газа должно производиться при соблюдении процесса беспламенного горения.

Таблица 6.2 - Анализ последствий возможного загрязнения атмосферного воздуха

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
при бурении скважин				
Выбросы ЗВ в атмосферу от буровой установки	Локальное 1	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкая значимость 3
Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от автотранспорта. Пыление дорог при движении автотранспорта	Ограниченное 2	Среднее 2	Слабое 2	Низкая значимость 8
при освоении				
Выбросы ЗВ в атмосферу от буровой установки	Локальное 1	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкая значимость 3
Выбросы ЗВ в атмосферу от факельной установки	Ограниченное 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкая значимость 6
при пробной эксплуатации				

Выбросы ЗВ в атмосферу от факельной установки	Локальное 1	Продолжительное 3	Умеренное 3	Воздействие средней значимости 9
---	----------------	----------------------	----------------	-------------------------------------

Природоохранные мероприятия. При проведении работ с минимальными (рассчитанными) воздействиями на атмосферный воздух необходимо строгое выполнение проектных решений. По результатам расчетов рассеивания приземных концентраций жилые вагоны следует расположить на расстоянии не менее 5000м от площадки буровой, с учетом розы ветров.

Вывод: В целом воздействия рассматриваемых работ на состояние атмосферного воздуха, может быть оценено, как *ограниченное, продолжительное* и *умеренное* по воздействию.

6.2 Оценка воздействия на поверхностные и подземные воды

Источниками загрязнения подземных вод при разработке нефтяных месторождений могут быть: пластовые воды, извлекаемые из скважин вместе с нефтью; отработанные технические и бытовые воды, химические реагенты. Крупные очаги загрязнения могут возникнуть при аварийных ситуациях, ведущих к большим разливам нефти и пластовых вод на поверхность, при плохой изоляции нефтесодержащих пластов, при устройстве неэкранированных емкостей для отстоя и хранения нефти и пластовых вод и т.д.

Загрязняющие вещества могут поступать с инфильтрующимися атмосферными осадками на участках скопления промышленных и бытовых отходов, замазученных территорий, участков хранения нефти и пластовых вод.

Конструкция всех скважин обеспечивает изоляцию пластов подземных вод.

Таблица 6.3 - Анализ последствий возможного загрязнения водных ресурсов

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
при бурении скважин				
Загрязнение подземных вод сточными водами, возможными разливами ГСМ	Ограниченное 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкая значимость 6
при пробной эксплуатации				
Загрязнение подземных вод сточными водами, возможными разливами ГСМ	Ограниченное 2	Продолжительное 3	Умеренное 3	Средняя значимость 18

Бурение нефтяных и газовых скважин неизбежно сопровождается различными физико-химическими процессами взаимодействия бурового раствора со слагающими стенки горными породами. К этим процессам относятся фильтрация, диффузия, теплообмен, капиллярная пропитка и др. Один из наиболее существенных процессов взаимодействия бурового раствора с окружающими скважину породами – фильтрация, которая определяет возникновение поглощений бурового раствора и нефтегазопроявлений, глинизацию стенок скважины, кольматацию приствольной зоны продуктивных пластов, разуплотнение и набухание глинистых отложений и многие другие явления, существенно влияющие на качество буровых работ и безаварийные условия проводки скважин.

Буровые растворы играют немаловажную роль в загрязнении недр, однако, процент поглощения бурового раствора может быть сведен к минимуму, так как параметры бурового

раствора на этапе проектирования подбираются и поддерживаются в процессе бурения таким образом, чтобы предотвратить поглощение.

При проходке нефтесодержащих интервалов, отходы бурения сильно загрязнены нефтью и нефтепродуктами, которые являются сильными токсикантами для объектов гидро- и литосферы. Кроме того, материнская порода, входящая в состав бурового шлама, как правило, характеризуется наличием тяжелых металлов – свинца, олова, цинка и т.д. С экологических позиций в данном проекте технически правильно выбран безамбарный метод бурения, который позволяет свести к минимуму нагрузку на подземные воды.

Отработанные буровые растворы отправляются в специальную емкость, где подвергаются осветлению и повторному использованию в технологическом процессе. Остатки бурового раствора и шлам будут утилизироваться в емкость, а впоследствии вывозиться с территории участка бурения. Буровые сточные воды будут использованы в оборотном техническом водоснабжении буровой. При идеальном соблюдении этих технологических моментов воздействия со стороны отходов бурения будут минимальны.

Однако при проходке скважин возможно поглощение бурового раствора в глубокие водоносные горизонты. Это воздействие будет носить локальный кратковременный характер. С целью исключения этого воздействия необходимо строгое выполнение регламентированных проектом решений.

Освоение скважин

При освоении скважин основными факторами загрязнения подземных вод являются:

- межпластовые перетоки по затрубному пространству и нарушенным обсадным колоннам;
- узлы, блоки и системы скважин (фонтанная арматура, продувочные отводы, выкидные линии);
- собственно продукты, получаемые при испытании (нефть, газ, конденсат) и пластовые воды;
- дополнительное загрязнение пластов при ГРП;
- продукты аварийных выбросов скважин (пластовые флюиды, тампонажные смеси).

Наиболее значительными может являться загрязнение подземных вод при межпластовых перетоках по затрубным пространствам.

В настоящее время общепринята точка зрения о том, что основной причиной возникновения перетоков по затрубным пространствам является снижение первоначального давления столба тампонажного раствора в результате таких процессов, как седиментация, контракция, усадка, водоотдача цементного раствора в пористые пласты с образованием непроницаемых перемычек, зависание структуры тампонажного раствора на стенках скважины и колонны.

Для предотвращения перетоков по затрубным пространствам необходимо применять седиментационно-устойчивые тампонажные растворы, тампонажные растворы с высокой изолирующей способностью. Техническим проектом строительства и бурения эксплуатационных скважин предусмотрено применение тампонажных растворов, адаптированных к условиям района проведения работ.

Мероприятия по охране подземных вод от истощения и загрязнения

Под охраной подземных вод понимается система мер, направленная на предотвращение и устранение последствий загрязнения, засорения и истощения вод, а также на сохранение и улучшение их качественного и количественного состояния.

В целях предупреждения загрязнения и истощения подземных вод при пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау предусматриваются следующие мероприятия:

К мероприятиям по предупреждению истощения подземных вод относят:

- строгое соблюдение установленных лимитов на воду;

- отказ от размещения водоемких производств в районах с недостаточной обеспеченностью водой;
- проведение гидрогеологического контроля за предотвращением истощения эксплуатационных запасов подземных вод;
- повторное использования сточных вод с применением оборотных систем.

К мероприятиям по предотвращению загрязнения подземных вод относят:

- осуществление мер по предотвращению и ликвидации утечек сточных вод и загрязняющих веществ с поверхности земли в горизонты подземных вод;
- организация регулярных режимных наблюдений за уровнями и качеством подземных вод;
- устройство защитной гидроизоляции сооружений, являющихся потенциальными источниками загрязнения подземных вод;
- организацию зон санитарной охраны на территории, являющейся источником питания подземных вод;
- организацию регулярных режимных наблюдений за условиями залегания, уровнем и качеством подземных вод на участках существующего и потенциального загрязнения, связанного со строительством проектируемого объекта;
- необходимым условием применения химических реагентов при разработке месторождения является изучение геологического строения залежи и гидрогеологических условий. При выборе химического реагента для воздействия на пласт необходимо учитывать их класс опасности, растворимость в воде, летучесть;
- необходимо предотвращать возможные утечки и разлив химических реагентов, возникающие при подготовке скважин и оборудования к проведению основной технологической операции, при исследовании скважин; предотвращать использование неисправной или непроверенной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов, агрегатов, нарушение ведения основного процесса, негерметичности эксплуатационных колонн;
- если в процессе разработки месторождения появились признаки подземных утечек или межпластовых перетоков нефти, газа и воды, которые могут привести не только к безвозвратным потерям нефти и газа, но и загрязнению водоносных горизонтов, организация обязана установить и ликвидировать причину неуправляемого движения пластовых флюидов;
- четкая организация учета, сбора и вывоза всех отходов производства и потребления;
- обязательно ежеквартально должен осуществляться производственный экологический контроль через сеть инженерных (наблюдательных) скважин за состоянием подземных вод (по периметру месторождения).

Мероприятия по охране поверхностных вод от истощения и загрязнения:

- рациональное использование водных ресурсов;
- предотвращение и устранение загрязнения поверхностных вод;
- соблюдение установленного режима использования водоохраных зон;
- предотвращение попадания продуктов производства и сопутствующих ему загрязняющих веществ на территорию производственной площадки промышленного объекта и непосредственно в водные объекты;
- разработка плана мероприятий на случай возможного экстремального загрязнения водного объекта.
- качество и содержание в поверхностных водах различных компонентов должно соответствовать требованиям, указанным в «Правилах охраны поверхностных вод РК»: на поверхности воды не должно быть плавающих примесей, пятен масел, нефтепродуктов; запахи и привкусы не должны присутствовать в воде, кислотность воды должна находиться в пределах 6,5-8,5; в воде не должны содержаться ядовитые вещества в концентрациях, оказывающих вредное действие на людей и животных; количество растворенного в воде

кислорода должно быть не менее 4 мг/л; БПК_{полн} при 20⁰С не должна превышать 3 мг/л; минеральный осадок не должен быть более 1000 мг/л, в том числе хлоридов 350 и сульфатов 500 мг/л и т.д.;

- обязательное проведение мониторинговых исследований речной (поверхностной) воды (минимум 1 раз в год).

Остаточные последствия. Остаточные последствия воздействия будут минимальными при условии выполнения вышеизложенных рекомендаций.

Выводы: Учитывая проектные решения с соблюдением требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, негативное воздействие на подземные воды от намечаемой хозяйственной деятельности в рамках проекта не прогнозируется. Воздействия на подземные воды при строительстве скважин оценивается: в пространственном масштабе как *ограниченное*, во временном как *продолжительное* и по величине как *умеренное*.

6.3 Факторы негативного воздействия на геологическую среду

Основными факторами воздействия на геологическую среду в процессе бурения являются следующие виды работ:

- строительство добывающих скважин;
- движение транспорта;

Возможные негативные воздействия на геологическую среду следующие:

Таблица 6.4 - Анализ воздействия на геологическую среду

Источники и виды воздействия	Тип воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5	6
при строительстве скважин					
При бурении	Разрушения массива горных пород, поступления в подземные горизонты буровых растворов	ограниченное 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкая значимость 6
Движения спецтехники по площади	Нарушения верхней части геологической среды	ограниченное 2	Кратковременное 1	Слабое 2	Низкая значимость 4
при пробной эксплуатации					
Возможные разливы ГСМ	поступления в подземные горизонты углеводородов	ограниченное 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкая значимость 6

Воздействие на геологическую среду при строительстве скважин возможно в результате:

- пластовых перетоков в затрубном пространстве при нарушении цементажа;
- нарушения конструкции фонтанной арматуры;
- дополнительного загрязнения пласта при ГРП;
- аварийных выбросов и сбросов продуктов испытания скважин – пластовых флюидов, тампонажных смесей;
- аварийных разливов ГСМ и других опасных материалов.

При испытании предусматривается проведение в скважине обязательного комплекса гидродинамических и промыслово-геофизических исследований. В комплекс обязательно включают исследования по выявлению негерметичности обсадной колонны.

Заколонные проявления после цементирования обсадных колонн являются одним из распространенных осложнений процесса бурения и испытания скважин. Затрубные

проявления (перетоки) в скважинах возникают и развиваются в различные промежутки времени после окончания цементирования обсадных колонн и носят непостоянный характер.

Возникновение межпластовых перетоков связывают с наличием давления между пластами, основной причиной которого является снижение первоначального давления столба тампонажного раствора. Снижение давления тампонажного раствора происходит в результате таких процессов, как седиментация, контракция, усадка, водоотдача цементного раствора в пористые пласты с образованием непроницаемых перемычек, зависание структуры тампонажного раствора на стенках скважины и колонны.

Местом заколонных проявлений могут быть: по мнению одних исследователей - тампонажный раствор (камень), по мнению других – остатки невытесненного бурового раствора, его фильтрационная корка, третьих – зоны контакта цементного камня с породой и колонной.

Наибольший ущерб наносят аварийные выбросы и фонтанирование подземных флюидов, в особенности нефти.

В техническом проекте разработаны мероприятия по охране недр, включая мероприятия по ликвидации последствий, связанных с возникновением нефтегазопроявлений, поглощением бурового и цементного растворов. Описание возможных аварийных ситуаций на буровых в процессе проведения бурения и рекомендации по способам их предупреждения и ликвидации приведены также в техническом проекте.

Основное воздействие на состояние геологической среды в период строительства будет проявляться в локальном нарушении сплошности недр и кратковременном изменении геотермального режима грунтов. Учитывая узколокальный характер воздействия и кратковременность данного воздействия, его можно считать допустимым.

Природоохранные мероприятия:

- комплекс мер по предотвращению выбросов, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементажа;
- обеспечение максимальной герметичности подземного и наземного оборудования;
- выполнение запроектированных противокоррозионных мероприятий;
- введение замкнутой системы водоснабжения, с максимальным использованием для заводнения промысловых сточных вод;
- работу скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин;
- обеспечение надежной, безаварийной работы систем сбора, подготовки, транспорта и хранения нефти;

Выводы: Воздействия на геологическую среду оцениваются: в пространственном масштабе как *ограниченное*, во временном как *кратковременное* и по интенсивности, как *умеренное*.

6.4 Оценка воздействия на почвенный покров

В данном проекте приводится характеристика антропогенных факторов (физических и химических) воздействия на почвенный покров и почвы, связанных с реализацией данного проекта.

Антропогенные факторы воздействия выделяются в две большие группы:

- физические;
- химические.

Воздействие физических факторов в большей степени характеризуется механическим воздействием на почвенный покров:

- при движении автотранспорта;
- при бурении и обустройстве скважин, монтаж и демонтаж технологического оборудования.

К химическим факторам воздействия при производстве вышеназванных работ – привнос загрязняющих веществ в почвенные экосистемы при возможных разливах нефти, пластовых вод, с буровыми сточными водами, буровыми шламами, хозяйственными стоками, бытовыми и производственными отходами, при случайных разливах ГСМ.

Наибольшая степень деградации почвенного покрова территории нефтепромыслов, вызвана развитием густой сети полевых дорог для транспортировки технологического оборудования, ГСМ, доставки рабочего персонала.

Интенсивное неупорядоченное движение автотранспорта может привести к разрушению поверхностной солевой корочки и активизации процесса ветрового и солевого переноса. Интенсивное развитие процессов дефляции обуславливается также высокой ветровой активностью, характерной для этой территории. Дорожно-транспортное нарушение почв связано, прежде всего, с их переуплотнением внутри месторождений.

Основными потенциальными факторами химического загрязнения почвенного покрова на территории работ являются:

- загрязнение в результате газопылевых осадений из атмосферы;
- загрязнение токсичными компонентами буровых растворов;
- загрязнение нефтью и нефтепродуктами в случаях аварийного разлива ГСМ

По масштабам воздействия все виды химического загрязнения почв относятся к точечным.

Разбуривание, нефтяных скважин является экологически опасным видом работ, который сопровождается различного рода техногенными нарушениями компонентов окружающей среды. Воздействие обусловлено буровыми и техногенными отходами. При этом происходит загрязнение почвы, грунтов, горизонтов подземных вод веществами и химическими реагентами, используемыми при проходке скважин; происходит загрязнение недр в результате внутрипластовых перетоков.

Основными задачами охраны окружающей среды, заложенных в проекте являются максимально возможное сохранение почвенного покрова, возможность соблюдения установленных нормативов земельного отвода, проведение рекультивации почвенно-растительного покрова.

Как известно бурение скважин неизбежно связано с образованием значительных объемов отходов, к которым относятся соленасыщенный отработанный буровой раствор, буровой шлам, сточные воды. Токсичность всех этих отходов определяется составом бурового реагента, составом материнской породы, наличием нефти в пласте составом пластовых вод. В составе отработанного бурового раствора, бурового шлама, буровых сточных вод обычно отмечается повышенное содержание органических веществ всех классов, в т.ч. нефти и нефтепродуктов, растворимых солей, мелкодисперсных и коллоидных фракций, большое количество тяжелых металлов.

Таблица 6.5 - Анализ последствий возможного загрязнения почвенных покров

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
при строительстве скважин				
Изъятие земель	ограниченное воздействие 2	Кратковременное 1	Среднее 2	низкой значимости 4
Воздействие на качество изымаемых земель	ограниченное воздействие 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	низкой значимости 6
Механические	ограниченное	Кратковременное	Умеренное	низкой

нарушения почвенного покрова при бурении скважин	воздействие 2	1	3	значимости 6
Загрязнение промышленными отходами	Локальное 1	Кратковременное 1	Незначительное 1	низкой значимости 1
при пробной эксплуатации				
Загрязнение промышленными отходами	Локальное 1	Продолжительное 3	Незначительное 1	низкой значимости 3
Возможные разливы ГСМ	ограниченное воздействие 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	низкой значимости 6

Природоохранные мероприятия

Для эффективной охраны почв от загрязнения и нарушения необходимо разработать план-график конкретных мероприятий, который наряду с имеющимися проектными решениями, направленными на охрану почв, должен включать следующие мероприятия:

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

Вывод: Воздействие на состояние почвенного покрова можно принять как ***умеренное, ограниченное и кратковременное.***

6.5 Оценка воздействия на растительность

На состояние растительности территории, оказывают воздействие как природные так и антропогенные факторы, кумулятивный эффект которых выражается в развитии и направлении процессов динамики как растительности, так и экосистем в целом.

Динамические процессы условно можно объединить в 3 группы:

- природные (климатические, эдафические, литологические, и др.);
- антропогенно-природные или антропогенно-стимулированные (опустынивание, засоление);
- антропогенные (выпас, строительство и др.).

Природные процессы неразрывно связаны с ландшафтно-региональными физико-географическими условиями. Если их рассматривать отдельно, они наиболее стабильны, имеют четкие закономерности развития и не приводят к деградации растительности (исключая стихийные бедствия и катастрофы). Природная динамика растительности имеет характер циклических флуктуации или сукцессии, так как за длительный исторический период эволюционного развития растения адаптировались к конкретным условиям среды обитания.

В разных типах экосистем природные смены (флуктуации, сукцессии) растительности протекают по-разному и имеют свои закономерности. Растительность

массива обследования развивается в очень суровых природных условиях: засушливость климата, большие амплитуды колебания температур, резкий недостаток влаги в сочетании с широким распространением засоленных почвообразующих и подстилающих пород, вызывающих преобладание восходящих минеральных растворов в почве.

В современной динамике экосистем и растительности антропогенно-природные процессы преобладают, так как вследствие интенсивной хозяйственной деятельности в регионе чисто природные процессы вычлениить невозможно. Они лишь являются фоном, на которые накладываются антропогенные факторы, приводящие к деградации экосистем.

Антропогенные процессы непосредственно связаны с хозяйственной деятельности человека на данной территории. Они вызваны влиянием разнообразных антропогенных факторов, вызывающих механическое (выпас, уничтожение) и химическое загрязнение окружающей природной среды, повреждение растительности и других компонентов экосистем (почвы, животного мира и др.). Антропогенные смены протекают более быстрыми темпами и ускоряют природные и антропогенно-природные процессы. Взаимодействие антропогенно-стимулированных, антропогенных и природных процессов стимулируют развитие процесса опустынивания данной территории. По степени воздействия на экосистемы территории, выделяются следующие антропогенные факторы:

1. Транспортный (дорожная сеть) – линейно-локальный необратимый вид воздействия, характеризующийся полным уничтожением растительного покрова по трассам дорог запыленным и химическим загрязнением растений вдоль трасс. Наиболее сильно выражен вблизи объектов месторождения и населенных пунктов из-за сгущения дорог.

2. Промышленный (разведка и добыча нефти) – локальный вид воздействия с сильной степенью нарушенности экосистем в радиусе 100-1000м (запыление растительного покрова, очаги химического загрязнения в результате разливов нефтепродуктов и других химреагентов, тотальное уничтожения травостоя).

Территориальные экологические последствия влияния этих факторов не равноценны. Кроме этого повсеместно экосистемы испытывают влияние многих факторов одновременно, но интегральный, кумулятивный эффект этих воздействий неодинаков и зависит от исходного состояния и потенциальной устойчивости растительности конкретных участков.

Помимо санкционированного участка отчуждения по территории будет наезжена сеть несанкционированных дорог. Это приведет к дополнительным площадям с деградированной растительностью. Чем шире будет сеть наезженных дорог, тем больше вероятности расширения очагов опустынивания.

Территории, в настоящее время, представленные естественной зональной растительностью могут подвергнуться сильным антропогенным воздействиям. Учитывая опыт бурения добывающих скважин, можно сказать, что непосредственно вокруг скважин растительный покров будет полностью уничтожен в радиусе 100-200м. Это механическое воздействие связано со снятием слоя почвы для выравнивания поверхностей, крепления конструкций и прокладки труб, установки жилых и технических сооружений и т.д. В связи с этим, вокруг промышленных площадок будет полностью нарушен морфологический профиль почв. Такие участки длительное время не зарастают. При прекращении непосредственного воздействия (до 3-х месяцев) на второй-третий год начнется постепенное зарастание. Пионерные группировки этих видов неустойчивы в пространстве и во времени, поэтому уязвимы к любым видам антропогенного воздействия.

Резюмируя вышеизложенное, следует сказать, что проведение работ по пробной эксплуатации отразится на почвенно-растительном покрове в виде следующих изменений:

1. Полное (реже частичное) уничтожение растительности будет при:
 - трассировке временных грунтовых дорог в условиях отсутствия специально оборудованных;
 - транспортировке бурового оборудования и технологического оборудования;
 - транспортировке реагентов буровых растворов, ГСМ, шламов и других материалов;

- обустройстве площадки (строительство терминала, бетонирование устьев скважин, строительство вахтового поселка, внутривидовых трубопроводных систем).

2. Частичное повреждение растений (реже уничтожение) будет при:

- загрязнении почвенно-растительного покрова выхлопными газами, ГСМ, отработанными буровыми растворами, буровыми шламами, нефтью;
- запылении придорожной растительности;
- бурении скважин.

Таблица 6.6 - Анализ последствий возможного загрязнения на растительность

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
при строительстве скважин				
Снятие растительного покрова	Ограниченное воздействие 2	Кратковременное 1	Слабое 2	низкой значимости 4
Химическое загрязнение, Возможные разливы ГСМ	ограниченное воздействие 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	низкой значимости 6
при пробной эксплуатации				
Химическое загрязнение, Возможные разливы ГСМ	ограниченное воздействие 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	низкой значимости 6

Природоохранные мероприятия

Для предотвращения нежелательных последствий при проведении планируемых работ и сокращения площадей уничтоженной и трансформированной растительностью необходимо выполнение комплекса мероприятий по охране растительности:

- свести к минимуму количество вновь прокладываемых грунтовых дорог;
- не допускать расширения дорожного полотна;
- осуществить профилактические мероприятия, способствующие прекращению роста площадей, подвергаемых воздействию при производстве работ;
- во избежание возгорания кустарников и травы необходимо соблюдать правила по технике безопасности;
- запретить ломку кустарниковой флоры для хозяйственных нужд;
- провести мониторинг орнитофауны.

Вывод: Воздействие на состояние растительности можно принять как **умеренное, ограниченное и кратковременное**.

6.6 Факторы воздействия на животный мир

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

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

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

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

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

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

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

Таблица 6.7 - Анализ воздействия на фауну

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
при строительстве скважин				
Изъятие среды обитания, нарушение среды обитания	Локальное 1	кратковременное 1	Слабое 2	низкая значимость 2
Факторы беспокойства, шум, свет, движение автотранспорта	Локальное 1	кратковременное 1	Слабое 2	низкая значимость 2
при пробной эксплуатации				
Факторы беспокойства, шум, свет, движение автотранспорта	Локальное 1	Продолжительное 3	Слабое 2	низкая значимость 6

Природоохранные мероприятия. Основные мероприятия по минимизации отрицательного антропогенного воздействия на животный мир должны включать:

- инструктаж персонала о недопустимости охоты на животных, бесцельном уничтожении пресмыкающихся;
- строгое соблюдение технологии;
- запрещение кормления и приманки диких животных;
- запрещение браконьерства и любых видов охоты;
- использование техники, освещения, источников шума должно быть ограничено минимумом;
- работы по восстановлению деградированных земель;
- провести мониторинг животного мира.

6.7 Радиационная обстановка

Радиационная безопасность обеспечивается соблюдением «Санитарно-эпидемиологических требований к обеспечению радиационной безопасности», №261 от 27.03.2015 г. и других республиканских и отраслевых нормативных документов.

Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

- исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;
- не превышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;
- снижения дозы облучения до возможно низкого уровня.

Все участки нефтепромысловых работ расположены в малонаселенной полупустынной местности.

Исходя из геолого-геоморфологических условий района исследований, первично природная радиационная обстановка соответствует относительно низкому уровню радиоактивности, характерному для селитебных территорий равнинных ландшафтов.

6.8 Физическое воздействие

Акустическое воздействие

Шум. Технологические процессы проведения оценочных работ являются источником сильного шумового воздействия на здоровье людей, непосредственно принимающих участие в технологических процессах, а также на флору и фауну. Интенсивность внешнего шума зависит от типа оборудования, его рабочего органа, вида привода, режима работы и расстояния от места работы. Во время строительных работ на месторождениях внешний шум может создаваться при работе механических агрегатов, автотранспорта.

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

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

Общее воздействие производимого шума на территории промысла в период проведения строительства скважин и эксплуатации технологического оборудования будет складываться из двух факторов:

- воздействие производственного шума (автотранспортного, специальной технологической техники, буровой установки и передвижных дизель-генераторных установок);
- воздействие шума стационарных оборудования, расположенных на соответствующих площадках.

На контрактной территории оборудование буровых установок является источником шума широкополосного спектра с постоянным уровнем звука.

При удалении от источника шума на расстоянии до двухсот метров происходит быстрое затухание шума, при дальнейшем увеличении расстояния снижение звука происходит медленнее. Проектом производства работ следует учитывать изменение уровня звука в зависимости от направления и скорости ветра, характера и состояния прилегающей территории, наличия звукоотражающих и поглощающих сооружений и объектов, рельефа местности.

Мероприятия по снижению уровня шума при выполнении технологических процессов сводятся к снижению шума в его источнике, применение, при необходимости,

звукоотражающих или звукопоглощающих экранов на пути распространения звука или шумозащитных мероприятий на самом защищаемом объекте.

В соответствии с требованиями Приказа Министра национальной экономики РК № *ҚР ДСМ-15 от 16 февраля 2022 года «Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека»* предельно-допустимый уровень шума на рабочих местах не должны превышать 80 дБА.

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

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

В условиях транспортных потоков планируемых при проведении намечаемых работ, будут преобладать кратковременные маршрутные линии. Использование автотранспорта для обеспечения работ, перевозки персонала, технических грузов и др. с учетом создания звуковых нагрузок, не будет превышать допустимых нормированных шумов – 80дБ (А), а использование мероприятий по минимизации шумов при работах на месторождении, даст возможность значительно снизить последние.

Электромагнитные излучения. Влияние электромагнитных полей на биосферу разнообразно и многогранно. Взаимодействие электромагнитных полей с биологическим объектом определяется:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

6.9 Оценка воздействия на социально-экономическую среду

Исследуемая территория административно находится в Актыбинской области. Проводимые работы способствуют:

- организации современной инфраструктуры;
- поступлению налогов в местный и республиканский бюджет.

Воздействие реализации проекта на отдельные компоненты социально-экономической сферы сведены в таблицу 6.8.

Таблица 6.8 - Основные воздействия на социально-экономическую сферу при реализации проекта

Тип воздействия при реализации проекта	Компонент социально-экономической среды
Стимуляция экономической активности, развитие конкуренции, создание новых видов производств	Экономика
Сохранение старых и создание новых рабочих мест	Трудовая занятость
Улучшение медицинского обслуживания, повышение уровня жизни	Здоровье населения
Стимуляция научно-прикладных разработок и исследований, рост потребности в квалифицированных кадрах	Образование и научная сфера
Улучшение демографической ситуации в связи с ростом уровня жизни	Демографическая ситуация
Повышение доходов населения в связи со стабильной высокооплачиваемой работой	Доходы населения
Материальная поддержка культурных мероприятий, сохранение исторических памятников	Культурная среда
Повышение уровня инфляции за счет удорожания земли, жилья, услуг	Инфляция

Интегральная оценка воздействия на социально-экономические аспекты реализации проекта приведена в таблицах 6.9.

Таблица 6.9 - Интегральная оценка воздействия реализации проекта на социально-экономические аспекты

Компонент социально-экономической среды	Тип воздействия	Уровень воздействия	Интегральная оценка воздействия
Трудовая занятость	Создание новых рабочих мест	Средний (+)	Положительное
	Обеспечение заказами местные предприятия	Сильный (+)	
Здоровье населения	Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, воздействие твердых и жидких отходов	Незначительный (-)	Низкое
	Рост доходов населения	Сильный (+)	
Демографическая ситуация	Усиление внутренней миграции	Слабый (-)	Низкое
	Рост доходов населения	Средний (+)	

Доходы населения	Рост доходов в связи с созданием рабочих мест и увеличением уровня заработной платы	Средний (+)	Положительное
Инфляция	Рост цен на землю, жилье, услуги	Слабый (-)	Низкое
Транспортная инфраструктура	Строительство новых дорог, увеличение грузооборота	Сильный (+)	Положительное
Экономика	Строительство вахтового лагеря и объектов инфраструктуры	Региональный (+)	Положительное
Культурная среда	Реставрация памятников истории и культуры	Сильный (+)	Положительное
	Поддержка культурных мероприятий	Сильный (+)	
Образование и наука	Увеличение числа студентов, развитие научных исследований	Сильный (+)	Положительное

Положительные аспекты интегрального воздействия на социально-экономическую сферу при реализации проекта отмечаются для большинства рассматриваемых аспектов, отдельные негативные моменты не выходят за пределы *низкого* уровня воздействия.

Природоохранные мероприятия. Требуется частичная разработка природоохранных мероприятий по рекультивации использованных земель при ликвидации скважин.

Вывод: Пробная эксплуатация на контрактной территории оказывает прямое и косвенное благоприятное воздействие на финансовое положение области (увеличению поступлений денежных средств в местный бюджет, развитию системы пенсионного обеспечения, образования и здравоохранения), а также увеличивает первичную и вторичную занятость местного населения.

6.10 Состояние здоровья населения

Воздействие на здоровье работающего персонала мало, так как предельно-допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосфере ниже нормативных требований к рабочей зоне. Из анализа технологических проектных решений установлено, что уровень производства высокий и созданы условия для значительного облегчения труда и оздоровления производственной среды на рабочих местах. Воздействие на другие близлежащие жилые массивы отсутствует.

Характер воздействия. Воздействие носит локальный характер. По длительности воздействия – *временное* при бурении, при пробной эксплуатации – *продолжительное*.

Уровень воздействия. Уровень воздействия характеризуется как *минимальный*.

Природоохранные мероприятия. Предусмотреть при следующих этапах разработки организацию системы управления безопасностью, охраной здоровья и окружающей среды.

Вывод: В целом воздействие при пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау на состояние здоровья населения может быть оценено, как *минимальное, и продолжительное*.

6.11 Охрана памятников истории и культуры

Территория Западного Казахстана в силу определенных физико-географических и исторических условий является местом сохранения значительного количества весьма интересных архитектурных и археологических памятников. Глубокое изучение этого удивительного наследия только началось и несомненно, что в настоящее время наука стоит у порога еще одной, во многом загадочной цивилизации, строителями которой были конные кочевники азиатских степей и пустынь. Роль этой цивилизаций, несомненно, выходит за границы рассматриваемого региона, который, однако, имеет совершенно своеобразный облик сохранившихся памятников, особенно последних столетий.

Состояние памятников в основном неудовлетворительное, разрушения происходят из-за естественного старения материала, воздействия атмосферных осадков, влияния техногенной деятельности.

Памятники истории и культуры охраняются государством. Ответственность за их содержание возлагается на местные организации, учреждения и хозяйства, в ведении или на территории которых они находятся.

Характер воздействия. Ввиду отдаленности района проведения работы от памятников истории и культуры непосредственное воздействие отсутствует.

Уровень воздействия. Уровень воздействия характеризуется как *минимальный*.

Природоохранные мероприятия. Не предусматриваются.

6.12 Мероприятия по предотвращению, локализации и ликвидации возможных аварийных ситуаций

Для ликвидации аварии нефтепроводов высылается ремонтная бригада со спецтехникой, экскаватор, сварочный агрегат, вакуум, самосвал.

Прибывшая на место аварии бригада определяет площадь разлитой нефти, роет приямок экскаватором для сбора в него с помощью скребков разлитой нефти с последующей откачкой ее в наливную цистерну и вывозит ее на промысел или на УПН.

После сбора всей разлитой нефти, с помощью экскаватора собирают в кучу пропитанную нефтью землю, затем ее грузят на самосвал и отвозят в шламонакопитель. Место порыва нефтепровода вскрывают экскаватором, предварительно готовят трубопровод под электросварку. На место порыва ставят металлическую заплату, после чего трубу изолируют гидроизоляцией. Производят обратную засыпку траншей бульдозером.

После окончания аварийных работ открывают задвижки на нефтепроводе и восстанавливают откачку нефти в соответствии с режимом работы нефтеподачи.

Во избежание аварийных ситуаций необходимо:

- соблюдать технологический регламент производственного процесса, процесса очистки сточных вод;
- вести контроль за поступлением воды на предприятие;
- следить за загрязнением подземных вод по анализам в наблюдательных скважинах;
- проводить плановый профилактический ремонт оборудования и трубопроводов;
- выполнять предписания инспектирующих организаций.

С целью снижения до минимума вероятности возникновения аварийных ситуаций и осложнений должна быть обязательно предусмотрена единая служба непрерывного оперативного контроля в которой бы скапливалась статистическая информация по всем аварийным ситуациям и обновлялся план действий ликвидации последствий аварий.

В рамках организационной структуры необходимо создать подразделение, которое владело бы всей информацией о положении с потреблением и отведением сточных вод. На водопотребляющих объектах необходимо установить приборы учета воды. Это позволяет контролировать рациональность использования воды отдельными объектами и технологиями, планировать водопотребление и мероприятия экономии водных ресурсов и в целом лишает предприятие важнейшего средства управления – контроля и учета.

Для предотвращения или предупреждения аварийных ситуаций при производстве работ предлагаем следующий перечень рекомендуемых мероприятий:

- обязательное соблюдение всех нормативных правил работ по бурению скважин;
- периодическое проведение инструктажей и занятий по технике безопасности;
- регулярное проведение учений по тревоге, контроль за тем, чтобы спасательное и защитное оборудование всегда имелось в наличии, а персонал умел им пользоваться.

- установка в стволах скважин клапанов–отсекателей для предупреждения открытого фонтанирования в аварийных ситуациях;
- все операции по заправке, хранению и транспортировке горючего и смазочных материалов должны проходить под контролем ответственных лиц и строго придерживаться правил безопасности;
- использование контейнеров для сбора отработанных масел.

6.13 Оценка воздействия на особо охраняемые территории

В Актыбинской области на территории Мугалжарского района расположен песчаный массив Кокжиде. Песчаный массив Кокжиде является уникальным и единственным крупным резервуаром подземных ультрапресных вод в Актыбинской области. Водоносный комплекс приурочен к отложениям альбского возраста, минерализация подземных вод в многолетнем разрезе изменяется от 0,13 до 0,37 г/л. Общие эксплуатационные запасы месторождения подземных вод Кокжиде составляют 196,5 тыс. м³/сутки.

Расстояние от точек расположения планируемых к бурению скважин *до песков «Кокжиде»* составляет:

- от ВУ-1 – 5940м
- от ВУ-2 – 4492м;
- от ВУ-3 – 5088м;
- от ВУ-4 – 5276м;
- от ВУ-5 – 4760 м;
- от ВУ-6 – 5660 м.

Постановлением акимата Актыбинской области от 14.03.2016г. №96 ТОО «Урихтау Оперейтинг» предоставлено право временного возмездного землепользования земельным участком в Мугалжарском районе площадью 976,4га с целевым назначением: бурение и эксплуатация скважин углеводородного сырья с объектами инфраструктуры и обустройства месторождения «Урихтау». (копия акта прилагается в приложении). При этом, постановлением акимата Актыбинской области от 23.01.2013г. №7 был создан особо охраняемая природная территория (ООПТ). Государственный природный комплексный заказник местного значения «Кокжиде - Кумжарган». Согласно Паспорту указанной ООПТ, утвержденному приказом Управления природных ресурсов и регулирования недропользования Актыбинской области от 02.12.2015г. № 139 и зарегистрированному приказом Комитета лесного хозяйства и животного мира от 11.03.2016г. № 74, «Пески Кокжиде» и «Подземные воды месторождения Кокжиде» входят в перечень объектов государственного природно-заповедного фонда Заказника.

Согласно постановлениям Правительства Республики Казахстан от 18.11.2010г. № 1212 и от 28.09.2006г. № 932 «Пески Кокжиде» и «Подземные воды месторождения Кокжиде» являются объектами природно-заповедного фонда республиканского значения.

Согласно пункту 1 статьи 14 Закона Республики Казахстан «Об особо охраняемых природных территориях» (далее – Закон об ООПТ) особо охраняемые природные территории в зависимости от значимости объектов государственного природно-заповедного фонда относятся к категории республиканского или местного значения.

Таким образом, поскольку в составе Заказника местного значения находятся объекты государственного природно-заповедного фонда республиканского значения, Заказник также должен быть отнесен к категории республиканского значения. Однако, он отнесен к категории местного значения.

Согласно части 2, пункта 3 статьи 22 Закона об ООПТ **ограничения** в пределах территории государственных природных заказников **любой деятельности, отрицательно влияющей на состояние и восстановление экологических систем** данного заказника и **находящихся на нем объектов государственного природно-заповедного фонда**, вносятся

обременением на земельные участки собственников земельных участков и землепользователей и учитываются в землеустроительной документации.

Вместе с тем, согласно выданному Акту на право землепользования на землях, по которым предоставлено право временного землепользования указанные обременения отсутствуют. Имеется лишь следующее ограничение и обременение: «соблюдать требования по использованию земельного участка в водоохранной зоне реки Жем, право проезда к объектам». Копий протоколов МВК, а также согласования с контролирующими органов прилагается в приложении.

Песчаный массив Кокжиде является уникальным и единственным крупным резервуаром подземных ультрапресных вод в Актюбинской области. Водоносный комплекс приурочен к отложениям альбского возраста, минерализация подземных вод в многолетнем разрезе изменяется от 0,13 до 0,37 г/л. Общие эксплуатационные запасы месторождения подземных вод Кокжиде составляют 196,5 тыс. м³/сутки.

На сегодняшний день Акиматом Актюбинской области начались работы по определению контура запасов подземных пресных вод.

Согласно Постановлению Акимата Актюбинской области и акта на землепользование ТОО «Урихтау Оперейтинг» имеет права временного возмездного землепользования земельным участком общей площадью 976,47 гектаров для бурения и эксплуатации скважин углеводородного сырья с объектами инфраструктуры и обустройства месторождения «Урихтау» в Мугалжарском районе сроком до 5 декабря 2038 года (Копия Постановление Акимата Актюбинской области и акт на землепользование прилагается в Приложении).

Рассматриваемый объект находится на левом берегу реки Жем, где не распространены «Пески Кокжиде».

На месторождении Восточный Урихтау, точнее **в левом берегу реки Жем** планируется пробурить 4 вертикальные скважины.

Для предотвращения возможных отрицательных воздействий геологического изучения, разведки и добычи полезных ископаемых на окружающую среду и объектов государственного природно-заповедного фонда природопользователю ТОО «Урихтау Оперейтинг» планирует проводить **следующие мероприятия:**

- транспортировка химических материалов производится исключительно в специальных емкостях, предотвращающих их попадание в окружающую среду;
- исключения изменение естественного облика природных ландшафтов, нарушение устойчивости экологических систем. ТОО «Урихтау Оперейтинг» ежеквартально проводит производственный экологический мониторинг по параметрам природной среды.
- захоронение отходов производства и потребления, а также радиоактивных материалов не допускается. Все отходы производства и потребления вывозятся согласно договору со специализированной организацией.
- не применять потенциально опасные химические и биологические вещества, не осуществлять вредных физических воздействий на окружающую среду;
- проведение ежеквартального мониторинга за текущим состоянием горизонтов подземных пресных вод песчаного массива Кокжиде в пределах горного отвода месторождения Урихтау из 15 наблюдательных скважин.

Характер воздействия планируемых работ носит локальный характер. По длительности воздействия *при бурении – кратковременное.*

Уровень воздействия. Уровень воздействия характеризуется как **умеренный.**

Вывод: Учитывая проектные решения с соблюдением требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, негативное воздействие от намечаемой хозяйственной деятельности в рамках проекта оценивается: в пространственном масштабе как **локальное**, во временном, как **при бурении – кратковременное.**

7 АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ И ИХ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ

Осуществление производственной программы по строительству скважин требует оценки экологического риска как функции вероятного события.

Главная задача в соблюдении безопасности работ заключается в проведении операции таким образом, чтобы заранее предупредить риск с определением критических ошибок.

На этапе бурения скважин играют роль факторы производственной среды и трудового процесса, приводящие к возможным осложнениям или аварийным ситуациям. Их можно разделить на следующие категории:

- воздействие электрического тока кабельных линий силовых приводов и генератора;
- воздействие машин и технологического оборудования;
- технологический процесс бурения.

Воздействие электрического тока. Поражение тока в результате прикосновения к проводникам, находящимся под напряжением, неправильного обращения с электроинструментами, прикосновения к кабельным линиям. Вероятность возникновения несчастных случаев в этом случае низкая.

Воздействие машин и оборудования. Травмы в результате столкновения с движущимися частями и элементами оборудования и причиняемыми неисправными шкивами и лопнувшими тросами, захват одежды шестернями, сверлами.

При бурении скважин могут возникать аварийные ситуации, связанные непосредственно с самим процессом бурения. К ним относятся:

- завалы ствола скважины или неблагоприятные геологические условия бурения скважин, когда геологические осложнения переходят в аварию;
- аварии в результате сжигания породоразрушающего инструмента;
- разрушение буровых труб и их элементов соединений;
- нефтегазоводопрооявления.

К возможным аварийным ситуациям при проведении работ в объекте следует отнести:

- механические повреждения емкостей, трубопроводов, предназначенных для транспортировки, хранения воды питьевого и технического качества, бытовых, производственных и поверхностных дождевых и талых вод.

Механические повреждения емкостей, и трубопроводов могут возникнуть в результате износа и разрушения материала, несвоевременного проведения ремонтно-профилактических работ и халатности обслуживающего персонала.

В результате утечек воды и сточных вод из трубопроводов, проложенных под землей, происходит размыв грунта, нарушение рельефа местности, загрязнение подземных вод и образование заболоченности. При повреждении наземных емкостей, резервуаров хранения запаса воды и регулирующих емкостей сточных вод происходит растекание жидкостей по территории предприятия, что возможно приведет к нарушению технологического процесса и к другим аварийным ситуациям.

7.1 Мероприятия по предотвращению, локализации и ликвидации возможных аварийных ситуаций

Наиболее опасными являются следующие возможные аварийные ситуации:

- порыв технологических трубопроводов и трубопроводов транспорта готовой продукции;
- нарушение герметичности аппаратов.

Краткая характеристика условий, при которых возможны аварийные выбросы:

- механическое повреждение подземных трубопроводов системы нефти и газосборных сетей при несанкционированных земляных работах в охранной зоне

трубопроводов, что маловероятно;

- нарушение графика контроля за техническим состоянием и ППР технологических трубопроводов на проектируемых площадках.

Все остальные причины маловероятны из-за высокой степени прочности и надёжности трубопроводов, высокой степени автоматического контроля за технологическим режимом. Кроме этого, данные предполагаемые аварийные ситуации будут, безусловно, разнесены во времени и пространстве, и наложение одной аварийной ситуации на другую также маловероятно.

Для ликвидации аварии нефтепроводов высылаются ремонтная бригада со спецтехникой, экскаватор, сварочный агрегат, вакуум, самосвал.

Прибывшая на место аварии бригада определяет площадь разлитой нефти, роет приямок экскаватором для сбора в него с помощью скребков разлитой нефти с последующей откачкой ее в наливную цистерну и вывозит ее на промысел или на УПН. После сбора всей разлитой нефти, с помощью экскаватора собирают в кучу пропитанную нефтью землю, затем ее грузят на самосвал и отвозят в шламонакопитель.

Место порыва нефтепровода вскрывают экскаватором, предварительно готовят трубопровод под электросварку. На место порыва ставят металлическую заплату, после чего трубу изолируют гидроизоляцией. Производят обратную засыпку траншей бульдозером.

После окончания аварийных работ открывают задвижки на нефтепроводе и восстанавливают откачку нефти в соответствии с режимом работы нефтеподачи.

Во избежание аварийных ситуаций необходимо:

- соблюдать технологический регламент производственного процесса, процесса очистки сточных вод;

- вести контроль за поступлением воды на предприятие;
- следить за загрязнением подземных вод по анализам в наблюдательных скважинах;
- проводить плановый профилактический ремонт оборудования и трубопроводов;
- выполнять предписания инспектирующих организаций.

С целью снижения до минимума вероятности возникновения аварийных ситуаций и осложнений должна быть обязательно предусмотрена единая служба непрерывного оперативного контроля в которой бы скапливалась статистическая информация по всем аварийным ситуациям и обновлялся план действий ликвидации последствий аварий.

В рамках организационной структуры необходимо создать подразделение, которое владело бы всей информацией о положении с потреблением и отведением сточных вод. Разобщенность отделов, занимающихся водоснабжением и водоотведением различных объектов не позволяет иметь достаточно информации для оперативного и перспективного управления водохозяйственной деятельностью, контролировать потоки сточных вод и объекты их отведения, оперативно реагировать на потенциальные угрозы окружающей среде от сетей, накопителей.

На водопотребляющих объектах необходимо установить приборы учета воды. Это позволяет контролировать рациональность использования воды отдельными объектами и технологиями, планировать водопотребление и мероприятия экономии водных ресурсов и в целом лишает предприятие важнейшего средства управления - контроля и учета.

Для предотвращения или предупреждения аварийных ситуаций при производстве работ предлагаем следующий перечень рекомендуемых мероприятий:

- обязательное соблюдение всех нормативных правил работ по эксплуатации и бурению скважин;
- периодическое проведение инструктажей и занятий по технике безопасности;
- регулярное проведение учений по тревоге. Контроль за тем, чтобы спасательное и защитное оборудование всегда имелось в наличии, а персонал умел им пользоваться;
- установка в стволах скважин клапанов-отсекателей для предупреждения открытого фонтанирования в аварийных ситуациях;

- все операции по заправке, хранению и транспортировке горючего и смазочных материалов должны проходить под контролем ответственных лиц и строго придерживаться правил безопасности;
- своевременное устранение утечек топлива;
- использование контейнеров для сбора отработанных масел.

8 ПРОГРАММА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА

В систему экологического мониторинга входят наблюдения за состоянием элементов биосферы и наблюдения за источниками и факторами антропогенного воздействия.

Главная задача в проведении мониторинга заключается в проведении наблюдений таким образом, чтобы охватить весь блок экологического мониторинга, включающий наблюдения за меняющейся составляющей биосферы и ответной реакцией экосистем на эти изменения.

Мониторинг территории участка работ - это наблюдения за изменением состояния окружающей среды в процессе пробной эксплуатации на месторождении Восточный Урихтау. Блок схема проведения мониторинга представлена на рис. 8.1.

Источниками воздействия являются:

- технологическое оборудование;
- технологические процессы проведения работ;
- отходы производства;
- площадки размещения отходов.

Мониторинг на территории месторождения включает в себя:

- мониторинг состояния промышленных площадок бурения и эксплуатации скважин;
- мониторинг состояния технологического оборудования;
- мониторинг состояния и размещения отходов;
- мониторинг состояния биосферы;
- мониторинг состояния здоровья персонала.



Рисунок 8.1 - Блок-схема проведения мониторинга лабораторией

8.1 Мониторинг состояния промышленных площадок при бурении скважин

Состояние промышленных площадок при бурении скважин несет в себе информацию о состоянии загрязненности территории.

Мониторинг состояния промышленных площадок заключается в периодическом контроле территории.

Контроль должен проводиться природопользователем, либо аккредитованными или аттестованными лабораториями, имеющими разрешение на проведение таких исследований. Кратность и номенклатура исследований согласовывается с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

8.2 Мониторинг состояния технологического оборудования

Контрактная территория представляет собой комплекс производств, насыщенных тяжелым и сложным оборудованием, машинами и механизмами, сосудами (аппаратами) и трубопроводами с горючими и взрывоопасными жидкостями и газами, в том числе с токсичными и химически агрессивными, с высоким давлением и температурой.

Неисправность оборудования приводит к возникновению аварийных ситуаций на объекте, в связи с этим необходим периодический контроль за его состоянием.

Мониторинг состояния технологического оборудования должен включать:

- визуальный постоянный осмотр оборудования (перед сменой);
- тестирование приборов.

8.3 Мониторинг состояния и размещения отходов

Скопление и неправильное хранение отходов на территории участка может оказать влияние на все компоненты экосистемы:

- атмосферный воздух;
- подземные воды;
- почвенный растительный покров;
- животный мир.

Мониторинг состояния и размещения отходов должен включать:

- периодический контроль состояния площадок, где будут расположены емкости для хранения отходов;
- контроль за выполнением проектных решений по процедурам обработки и утилизации (хранения) отходов.

8.4 Мониторинг состояния биосферы

При строительстве скважин, приоритетным направлением является наблюдение за поведением технологического процесса в окружающей среде и его влияние на природную среду.

Согласно проектным данным и полевым исследованиям процесс ведения работ по бурению скважин приведет к изменениям следующих экосистем:

- атмосферный воздух;
- подземные воды;
- растительно-почвенный покров;

- радиоэкологическая обстановка.

Контроль за соблюдением установленных нормативов ПДВ должен проводиться на границе санитарно-защитной зоны и в жилой зоне.

Экологический мониторинг почв должен предусматривать наблюдение за уровнем загрязнения почв в соответствии с существующими требованиями по почвам. Мониторинг за состоянием природных экосистем необходимо проводить ежеквартально.

8.5 Оборудование и методы проведения мониторинга

Выбор методов и средств измерений параметров при проведении экологического мониторинга на блоке определяются следующими задачами.

Оборудования для проведения мониторинга природных сред. Мониторинг природных сред включает проведение наблюдений за состоянием окружающей среды у скважин и промышленных площадок.

Список измеряемых параметров и необходимых проб при проведении мониторинга приведен в табл. 8.1.

Таблица 8.1 – Список измеряемых параметров

Параметры исследования	Используемое оборудование
Кем производится. Наим. Организации	
Дата	
Время	
Координаты (широта/долгота)	Прибор для определения координат (GPS)
Глубина залегания пласта (м)	
Метеопараметры	
Температура (°C)	Термометр
Скорость (м/с) и направление ветра (град.)	Метеостанция
Видимость (км)	Метеостанция
Осадки	Метеостанция
Воздух	
Диоксид серы (SO ₂)-пробы (мг/м ³)	Газоанализатор
Оксиды азота (NO,NO ₂)- пробы (мг/м ³)	Газоанализатор
Оксид углерода (CO)- пробы (мг/м ³)	Газоанализатор
Подземные воды	
Отбор проб воды	СТ РК ГОСТ Р 51592-2003 Вода. Общие требования к отбору проб.
Физические параметры	
Температура (°C)	Термометр
Глубина залегания пласта м	Гидрологические изыскания
Вода	
Соленость (‰)	Измеритель параметров воды
pH	В полевых условиях лакмус, в лаборатории Рн-метр
Растворенный кислород (мг/л)	Измеритель параметров воды
Мутность	Измеритель параметров воды
Содержание фенола (мг/л)	Консервация, лабораторный анализ
БПК, ХПК (мгО ₂ /л)	Консервация, лабораторный анализ
Содержание тяжелых металлов Cu,Cd, Pb, Zn), (мг/л)	Консервация, лабораторный анализ
Содержание нефтепродуктов	Консервация, лабораторный анализ
Почвенный покров и почвы	
Отбор почвенных проб	ГОСТ 17.4.4.02-84 Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа.

8.6 Контроль в области охраны окружающей среды

Контроль в области охраны окружающей среды должен осуществляться согласно действующим нормативным и директивным документам Республики Казахстан.

Ответственность за организацию контроля и своевременную отчетность возлагается на администрацию предприятия - производителя работ.

При проведении государственного контроля проверяется выполнение планов и мероприятий по охране и оздоровлению окружающей среды, воспроизводству и использованию природных ресурсов, соблюдению требований законодательства Казахстана «Об охране окружающей среды», нормативов ее качества и экологических требований.

Государственный контроль осуществляется уполномоченными государственными органами в пределах их компетенции и местными исполнительными органами. Период контроля на блоке составляет один раз в год.

9 ЗАЯВЛЕНИЕ О НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ К НИР «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОСТОЧНЫЙ УРИХТАУ»

1. Сведения об инициаторе намечаемой деятельности:

Наименование, адрес места нахождения, бизнес-идентификационный номер, данные о первом руководителе, телефон, адрес электронной почты.

ТОО «Урихтау Оперейтинг», Республика Казахстан, Актюбинская область, Мугалжарский район.

Юридический адрес:, Республика Казахстан, г. Актобе, пр. Абилкайыр хана,10.

Телефон: +7 7132 744-114,

БИН - 091040003677

Генеральный директор ТОО «Урихтау Оперейтинг» – Таспихов А.С.

2. Общее описание видов намечаемой деятельности и их классификация согласно приложению 1 Кодекса.

В соответствии с п. 2.1 Раздела 2 Приложения 1 Экологического Кодекса РК работы по разведке и добычи относятся к виду намечаемой деятельности, для которой проведение процедуры скрининга воздействий намечаемой деятельности является обязательной.

Предусмотрена НИР «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Урихтау Восточный».

ТОО «Урихтау Оперейтинг» 19.10.2021г. направило в Компетентный орган на подписание Дополнение №15 к Контракту на продление периода разведки до 31 мая 2023 года.

На основании продления периода разведки до 31 мая 2023 года, ТОО «Урихтау Оперейтинг» в соответствии с настоящей НИР планирует продлить период пробной эксплуатации до 31 мая 2023 года.

3. При внесении существенных изменений в виды деятельности.

В рамках текущего дополнения к проекту предусмотрено продление пробной эксплуатации, в связи с продлением периода разведки до 31.05.2023г по Контракту №2882 от 05.12.2008г.

В период пробной эксплуатации месторождение будет эксплуатироваться 4-мя скважинами ВУ-3, ВУ-4, ВУ-5, ВУ-6, ввод в эксплуатацию которых запланирован на 2021-2023гг.

4. Сведения о предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности, обоснование выбора места и возможностях выбора других мест.

Месторождение Восточный Урихтау расположено в восточной прибортовой зоне Прикаспийской впадины; в административном отношении - на территории Мугалжарского района Актюбинской области Республики Казахстан. Ближайшим населенным пунктом является поселок Сарколь.

В этой части нефтегазоносного региона ранее открыты и уже разрабатываются месторождения нефти и газа: Жанажол (3-5 км восточнее), Кенкияк (55 км северо-западнее), Кожасай (15 км юго-западнее) и Алибекмола (25 км севернее).

В данном районе активно формируется инфраструктура нефтегазовой промышленности, обустроены нефтяные промыслы Жанажол и Кенкияк, построены новые автомобильные дороги, созданы вахтовые поселки нефтяников, буровиков и строителей, проложены нефтепроводы и газопроводы.

На месторождении Жанажол построен базисный поселок нефтедобытчиков.

Сеть автомобильных дорог в районе представлена автодорогой Жанажол – Актобе, протяженностью 280 км и автодорогой Жем – Актобе, протяженностью 200км.

Указанные автомобильные дороги с твердым покрытием обеспечивают надежную круглогодичную транспортную связь с месторождениями.

Ближайшие железнодорожные станции Шубаркудук и Эмба находятся примерно на одинаковом расстоянии около 100 км, Шубаркудук к северо-западу, Эмба к востоку от месторождения Урихтау.

Месторождение Восточный Урихтау находится в 215 км к югу от областного центра г. Актобе и в 70 км к юго-западу от железнодорожной станции Жем.

5. Общие предполагаемые технические характеристики намечаемой деятельности, включая мощность (производительность) объекта, его предполагаемые размеры, характеристику продукции.

В рамках текущего дополнения к проекту предусмотрено продление пробной эксплуатации, в связи с продлением периода разведки до 31.05.2023г по Контракту №2882 от 05.12.2008г.

Перед строительством новых скважин ВУ-3, ВУ-4, ВУ-5, ВУ-6 будут проводиться планировочные работы. Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха *при строительно-монтажных работах* на месторождении Восточный Урихтау будут являться:

Неорганизованные источники:

- Источник №6001, выбросы пыли, образуемой при подготовке площадки;
- Источник №6002, выбросы пыли, образуемой при работе бульдозера;
- Источник №6003, выбросы пыли, образуемой при работе экскаватора;
- Источник №6004, выбросы пыли, образуемой при уплотнении грунта катками.

Стационарными источниками загрязнения атмосферного воздуха *при бурении* скважины на месторождении Восточный Урихтау будут являться:

Организованные источники:

- Источник №0001 буровая установка ZJ-70;
- Источник №0002 цементировочный агрегат;
- Источник №0003 передвижная паровая установка (ППУ);
- Источник №0004 ДЭС – для выработки электроэнергии;
- Источник №0005 ДЭС (при аварийных ситуациях).

Неорганизованные источники:

- Источник №6005 сварочный пост;
- Источник №6006 насосная установка для перекачки дизтоплива;
- Источник №6007 емкость для хранения дизтоплива буровой установки и цементировочного агрегата;
- Источник №6008 емкость для бурового шлама;
- Источник №6009 емкость масла;
- Источник №6010 емкость отработанных масел;
- Источник №6011 емкость для хранения топлива ДЭС, ППУ и передвижных источников;
- Источник №6012 емкость для бензина.

При *освоении* скважины на месторождении Восточный Урихтау источниками загрязнения атмосферного воздуха являются:

Организованные источники:

- Источник №0006 буровая установка ХJ-650;
- Источник №0007-01 факельная установка;
- Источник №0007-02 факельная установка при аварии;

- Источник №0008-0013 резервуары – 6 ед.

Неорганизованные источники:

- Источник №6013 скважина;
- Источник №6014 нефтегазосепаратор;
- Источник №6015 нефтеналивная эстакада;
- Источник №6016 манифольд.
- Источник №6017 емкость для топлива.

В целом по территории промплощадки выявлено:

- **при СМР** – 4 неорганизованных источников загрязнения;
- **при бурении** скважин – 13 стационарных источников загрязнения, из них организованных – 5, неорганизованных – 8;
- **при освоении** скважин - 13 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 8, неорганизованных – 5.

При эксплуатации месторождения на 2021 год источниками загрязняющих веществ будут являться:

Организованные:

- Источник 0001 Резервуар Р-1 1000м³;
- Источник 0002-01 Факельная установка ;
- Источник 0002-02 Факельная установка при аварии;

Неорганизованные:

- Источник 6001 АГЗУ;
- Источник 6002 УПОГ;
- Источник 6003 Нефтегазосепаратор;
- Источник 6004 ЕП-1;
- Источник 6005 КСУ;
- Источник 6006-6007 насосы Н-1/1 и Н-1/2 – 2 ед (1 резервный);
- Источник 6008 Факельный сепаратор;
- Источник 6009 ЕП-2;
- Источник 6010 Факельный сепаратор;
- Источник 6011 ЕП-3;
- Источник 6012-6013 насосы Н-2/1 и Н-2/2 – 2 ед (1 резервный);
- Источник 6014-6015 насосы Н-3/1 и Н-3/2 – 2 ед (1 резервный);
- Источник 6016 БДР блока дозирования реагента;
- Источник 6017 ЕП-4;
- Источник 6018 ЕП-5;
- Источник 6019 СОД газа;
- Источник 6020 СОД нефти;
- Источник 6021 ГС-1;
- Источник 6022-6023 Скважины-2 ед.

В целом при пробной эксплуатации месторождения выявлено 25 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 2, неорганизованных – 23.

Согласно проекту «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау» в 2021 году объем сжигаемого газа составит 22,206 тыс. м³.

При эксплуатации месторождения на 2022 год источниками загрязняющих веществ будут являться:

Организованные:

- Источник 0001 Резервуар Р-1 1000м³;

- Источник 0002-01 Факельная установка ;
- Источник 0002-02 Факельная установка при аварии;

Неорганизованные:

- Источник 6001 АГЗУ;
- Источник 6002 УПОГ;
- Источник 6003 Нефтегазосепаратор;
- Источник 6004 ЕП-1;
- Источник 6005 КСУ;
- Источник 6006-6007 насосы Н-1/1 и Н-1/2 – 2 ед (1 резервный);
- Источник 6008 Факельный сепаратор;
- Источник 6009 ЕП-2;
- Источник 6010 Факельный сепаратор;
- Источник 6011 ЕП-3;
- Источник 6012-6013 насосы Н-2/1 и Н-2/2 – 2 ед (1 резервный);
- Источник 6014-6015 насосы Н-3/1 и Н-3/2 – 2 ед (1 резервный);
- Источник 6016 БДР блока дозирования реагента;
- Источник 6017 ЕП-4;
- Источник 6018 ЕП-5;
- Источник 6019 СОД газа;
- Источник 6020 СОД нефти;
- Источник 6021 ГС-1;
- Источник 6022 Компрессор;
- Источник 6023 Установка осушки газа;
- Источник 6024-6027 Скважины - 4 ед.

В целом при пробной эксплуатации месторождения за 2022 год выявлено: 29 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 2, неорганизованных – 27.

Согласно проекту «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау» в 2022 году объем сжигаемого газа составит 18,576 тыс. м³.

При эксплуатации месторождения на 2023 год источниками загрязняющих веществ будут являться:

Организованные:

- Источник 0001 Резервуар Р-1 1000м³;
- Источник 0002-01 Факельная установка ;
- Источник 0002-02 Факельная установка при аварии;

Неорганизованные:

- Источник 6001 АГЗУ;
- Источник 6002 УПОГ;
- Источник 6003 Нефтегазосепаратор;
- Источник 6004 ЕП-1;
- Источник 6005 КСУ;
- Источник 6006-6007 насосы Н-1/1 и Н-1/2 – 2 ед (1 резервный);
- Источник 6008 Факельный сепаратор;
- Источник 6009 ЕП-2;
- Источник 6010 Факельный сепаратор;
- Источник 6011 ЕП-3;
- Источник 6012-6013 насосы Н-2/1 и Н-2/2 – 2 ед (1 резервный);
- Источник 6014-6015 насосы Н-3/1 и Н-3/2 – 2 ед (1 резервный);

- Источник 6016 БДР блока дозирования реагента;
- Источник 6017 ЕП-4;
- Источник 6018 ЕП-5;
- Источник 6019 СОД газа;
- Источник 6020 СОД нефти;
- Источник 6021 ГС-1;
- Источник 6022 Компрессор;
- Источник 6023 Установка осушки газа;
- Источник 6024-6029 Скважины- 6 ед.

В целом при пробной эксплуатации месторождения за 2023 год выявлено 30 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 2, неорганизованных – 28.

Согласно проекту «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау» в 2022 году объем сжигаемого газа составит 1,793 тыс. м³.

Согласно Экологическому Кодексу Статьи 22. Регистр выбросов и переноса загрязнителей, пункт 8 Оператор объектов, указанные в пункте 9 настоящей статьи, обязаны ежегодно до 1 апреля представлять в регистр выбросов и переноса загрязнителей отчетность за предыдущий календарный год, содержащую информацию в соответствии с пунктом 7 настоящей статьи. Отчетным годом является календарный год, к которому относится такая информация. Так как намечаемая деятельность рассматривает Дополнение к проекту пробной эксплуатации, в связи с этим регистр выбросов и переноса загрязнителей не предусматривается.

6. Краткое описание предполагаемых технических и технологических решений для намечаемой деятельности.

Продукция нефтяных скважин месторождения Урихтау поступает в нефтегазовый сепаратор первой ступени С-1 объемом V=6,3 м³, в котором при давлении 1,76МПа (изб.) происходит разделение нефти и газа.

Частично разгазированная в сепараторе С-1 нефтегазовая смесь поступает на вторую ступень сепарации С-2. Далее нефть направляется на КСУ для окончательной дегазации нефти до требуемых значений, далее на Р-1. Накопленная нефть в Р-1 откачивается из резервуара насосами Н-1/1,2 в нефтепровод внешнего транспорта диаметром Ø159х7мм, протяженностью 26,6 км. Перед ЦПНГ месторождения «Алибекмола» нефть проходит через узел учета и далее по подземному нефтепроводу от узла учета до точки врезки подключается к входному коллектору ЦПНГ. Подключение к коллектору на ЦПНГ осуществляется по техническим условиям м/р «Алибекмола».

До расширения ДНС:

Выделившийся в С-1 газ поступает в газосепаратор ГС-1, в свою очередь газ с С-2 поступает в газосепаратор ГС-2, где отделяется от капельной жидкости. Далее сырой газ сжигается на факелах высокого и низкого давления, на основании разрешения сжигания на факелах сырого газа в период пробной эксплуатации.

После расширения ДНС:

В настоящее время «КазНИПИМунайгаз» разрабатывается рабочий проект по расширению ДНС, в рамках которого планируется установка компрессорных установок и установка осушки газа.

Согласно разрабатываемой технологической схеме (рисунок 6.3.2.2), выделившийся в С-1 газ поступает в газосепаратор ГС-1, где отделяется от капельной жидкости. Газ первой ступени по трубопроводу подается на установку осушки газа (УОГ) и далее через узел оперативного учёта газа (ОУУГ) транспортируется по газопроводу Ø219х8мм на УКПГ-40 Кожасай ТОО «Gas processing Company» (60 млн. м³/год).

Выделившийся в С-2 газ поступает в газосепаратор ГС-2, где отделяется от капельной жидкости. Весь отделенный газ на С-2, ГС-2 и КСУ подается в факельный

газопровод для сжигания на факельной установке УФ. В дальнейшем после установки проектируемых компрессоров, весь отделившийся газ на С-2, ГС-2 и КСУ будет подаваться в компрессорные установки К-1 и К-2 и далее будет направляться на переработку (на данный момент ведется работа по «Актуализации концепции полномасштабного освоения группы месторождений Урихтау», где рассматриваются различные варианты по дальнейшему процессингу газа).

7. Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения.

В рамках текущего дополнения к проекту предусмотрено продление пробной эксплуатации, в связи с продлением периода разведки до 31.05.2023г. Начало реализации периода пробной эксплуатации с 01.12.2020 года и продолжается в текущее время. Завершить период пробной эксплуатации планируется 31.05.2023 года.

8. Описание видов ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности, включая строительство, эксплуатацию и пост утилизацию объектов (с указанием предполагаемых качественных и максимальных количественных характеристик, а также операций, для которых предполагается их использование):

1) земельных участков:

Проектируемые объекты находятся на территории геологического отвода месторождения Урихтау. Площадь геологического отвода составляет 239,95 га, куда входит территория месторождения Восточный Урихтау. Права землепользования на проектируемые земельные участки будут оформляться ТОО «Урихтау Оперейтинг» согласно законодательству.

2) водных ресурсов:

На месторождении Восточный Урихтау для питьевых нужд будет использоваться бутилированная вода (подрядчик будет определен по результатам тендера).

Водопотребление для технических нужд планируется осуществлять из проектируемых водозаборных скважин.

Расчет норм водопотребления и водоотведения производится согласно, СНиП 4.01.02-2009 на 30 человек. Норма расхода воды на хоз-питьевые нужды для одного человека составляет – 150,0 л/сут. Баланс- водоотведения и водопотребления составляет: 6829,74 м³/цикл.

В результате хозяйственной деятельности рабочего персонала, формируются хозяйственно-бытовые стоки. Накопленные хозяйственно-бытовые сточные воды осуществляются в местных локальных септиках с последующим вывозом их на очистку и утилизацию в специализированные организации на договорной основе со специализированной организацией.

Водоохранные полосы по реке Жем не установлены, но учитывается согласно Земельному Кодексу п.1-1 ст. 43 при оформлении земельного отвода.

3) участков недр:

Проектируемые объекты находятся на территории геологического отвода месторождения Урихтау. Площадь геологического отвода составляет 239,95 га, глубина геологического отвода до кровли фундамента, куда входит месторождение Восточный Урихтау. Получение дополнительных прав на использование участков недр не требуется.

4) растительных ресурсов:

На территории строительства зеленые насаждения отсутствуют.

5) видов объектов животного мира:

Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных проектом не предполагается.

б) иных ресурсов:

Вблизи вахтового поселка отсутствует государственная сеть электрокоммуникаций. Система энергоснабжения будет состоять из дизельных генераторов.

7) *риски истощения используемых природных ресурсов, обусловленные их дефицитностью, уникальностью и (или) невозобновляемостью*

Использование природных ресурсов, обусловленных их дефицитностью, уникальностью и (или) невозобновляемостью исключается. Риски отсутствуют.

9. Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Перечень предельно-допустимых выбросов ЗВ в атмосферу при строительстве скважин проектной глубиной 4250м по первому варианту без спуска хвостовика

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопас. УВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год 1 скв	Выброс вещества, т/год 4 скв
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0123	Железо (II, III) оксиды		0.04		3	0,00364	0,00157	0,00628
0143	Марганец и его соединения	0.01	0.001		2	0,00038	0,00017	0,00068
0301	Азота (IV) диоксид	0.2	0.04		2	8,146555517	52,307629547	209,23052
0304	Азот (II) оксид	0.4	0.06		3	6,857	62,822	251,288
0328	Углерод	0.15	0.05		3	2,793803678	10,703486365	42,813945
0330	Сера диоксид	0.5	0.05		3	71,9700541182	113,17165452	452,68662
0333	Сероводород	0.008			2	0,05999575476	0,0828817546	0,331527
0337	Углерод оксид	5	3		4	23,54243678	66,75186365	267,00745
0410	Метан			50		0,47867592	0,661721591	2,6468864
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		1,790141	3,305451	13,221804
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10			30		0,339087	0,615468	2,461872
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров)	1.5			4	0,0405	0,0827	0,3308
0602	Бензол	0.3	0.1		2	0,0324	0,0662	0,2648
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0.2			3	0,0024	0,005	0,02
0621	Метилбензол	0.6			3	0,0235	0,048	0,192
0627	Этилбензол	0.02			3	0,0008	0,0017	0,0068
1301	Проп-2-ен-1-аль	0.03	0.01		2	0,21097	1,93391	7,73564
1325	Формальдегид	0.05	0.01		2	0,21097	1,93391	7,73564
1715	Метантиол	0.006			4	0,00007658815	0,0001058755	0,0004235
2735	Масло минеральное нефтяное			0.05		0,000006	0,000141	0,000564
2754	Алканы C12-19	1			4	2,175443	19,3541982	77,416793
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0.15	0.05		3	0,382931	0,16544	0,66176
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0.3	0.1		3	0,00009	0,00004	0,00016
	ВСЕГО:					119,061856356	334,0152415	1336,0610

Перечень предельно-допустимых выбросов ЗВ в атмосферу при строительстве скважин проектной глубиной 4250м по второму варианту со спуском хвостовика

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопас. УВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год 1 скв	Выброс вещества, т/год 4 скв
--------------------	-----------------------	----------------------------	----------------------------	-----------------------------------	-----------------	---------------------	------------------------------	------------------------------

ЗАЯВЛЕНИЕ О НАМЕЧАЕМОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ К НИР «ДОПОЛНЕНИЕ К ПРОЕКТУ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОСТОЧНЫЙ УРИХТАУ»

1	2	3	4	5	6	7	8	9
0123	Железо (II, III) оксиды		0.04		3	0,00364	0,00157	0,00628
0143	Марганец и его соединения	0.01	0.001		2	0,00038	0,00017	0,00068
0301	Азота (IV) диоксид	0.2	0.04		2	8,146555517	57,916829547	231,66732
0304	Азот (II) оксид	0.4	0.06		3	6,857	70,1511	280,6044
0328	Углерод	0.15	0.05		3	2,793803678	11,640086365	46,560345
0330	Сера диоксид	0.5	0.05		3	71,9700541182	115,04275452	460,17102
0333	Сероводород	0.008			2	0,05999575476	0,0828830546	0,3315322
0337	Углерод оксид	5	3		4	23,54243678	71,45466365	285,81865
0410	Метан			50		0,47867592	0,661721591	2,6468864
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		1,790141	3,401551	13,606204
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10			30		0,339087	0,615968	2,463872
0501	Пентилены	1.5			4	0,0405	0,0828	0,3312
0602	Бензол	0.3	0.1		2	0,0324	0,0662	0,2648
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0.2			3	0,0024	0,005	0,02
0621	Метилбензол	0.6			3	0,0235	0,048	0,192
0627	Этилбензол	0.02			3	0,0008	0,0017	0,0068
1301	Проп-2-ен-1-аль	0.03	0.01		2	0,21097	2,15887	8,63548
1325	Формальдегид	0.05	0.01		2	0,21097	2,15887	8,63548
1715	Метантиол	0.006			4	0,00007658815	0,0001058755	0,0004235
2735	Масло минеральное нефтяное			0.05		0,000006	0,000157	0,000628
2754	Алканы C12-19	1			4	2,175443	21,6042654	86,417062
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	0.15	0.05		3	0,382931	0,16544	0,66176
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0.3	0.1		3	0,00009	0,00004	0,00016
	ВСЕГО:					119,061856356	357,260746	1429,0430

Перечень предельно-допустимых выбросов ЗВ в атмосферу при пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау на 2021г

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средняя, суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8
0301	Азота (IV) диоксид	0.2	0.04		2	1,900455375	58,29076726
0328	Углерод	0.15	0.05		3	1,26697025	38,86051151
0330	Сера диоксид	0.5	0.05		3	46,45708555	1424,86915663
0333	Сероводород	0.008			2	0,0399354718	1,22526795905
0337	Углерод оксид	5	3		4	12,6697025	388,6051151
0410	Метан			50		0,316742563	9,71512788
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		0,3028648	1,049844
1052	Метанол	1	0.5		3	0,0351664	1,1090042
1715	Метантиол	0.006			4	0,00005067881	0,00155442046
	В С Е Г О:					62,98897359	1923,726349

Перечень предельно-допустимых выбросов ЗВ в атмосферу при пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау на 2022г

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средняя, суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8
0301	Азота (IV) диоксид	0.2	0.04		2	1,939434	48,7620254
0328	Углерод	0.15	0.05		3	1,292956	32,50801693
0330	Сера диоксид	0.5	0.05		3	47,4101557633	1191,96137053
0333	Сероводород	0.008			2	0,0407462272	1,02707012835
0337	Углерод оксид	5	3		4	12,92956	325,0801693
0410	Метан			50		0,323239	8,127004234
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		0,3097128	1,266748
1052	Метанол	1	0.5		3	0,0351664	1,1090042
1715	Метантиол	0.006			4	0,00005171824	0,00130032068
	В С Е Г О:					64,28102191	1609,842709

Перечень предельно-допустимых выбросов ЗВ в атмосферу при пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау на 2023г

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средняя, суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8
0301	Азота (IV) диоксид	0.2	0.04		2	1,815828	4,706626176
0328	Углерод	0.15	0.05		3	1,210552	3,137750784
0330	Сера диоксид	0.5	0.05		3	44,3888063623	115,063086204
0333	Сероводород	0.008			2	0,0381752224	0,10317782446
0337	Углерод оксид	5	3		4	12,10552	31,37750784
0410	Метан			50		0,302638	0,784437696
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		0,3102228	0,582878
1052	Метанол	1	0.5		3	0,0351664	0,4557564
1715	Метантиол	0.006			4	0,00004842208	0,00012551003
	В С Е Г О:					60,20695721	156,2113464

10. Описание сбросов загрязняющих веществ.

На месторождении Восточный Урихтау вода для питьевых нужд поставляется в пластиковых бутылках объемом 18,9 литров, вода для бытовых нужд – автоцистернами из близлежащего источника.

Расчет норм водопотребления и водоотведения производится согласно, СНиП 4.01.02-2009 на 30 человек.

Норма расхода воды на хоз-питьевые нужды для одного человека составляет – 150,0 л/сут.

Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин глубиной 4250м без хвостовика

Потребитель	Продолжительность сутки	Количество чел	Норма потребление, м ³	Водопотребление		Водоотведение	
				м ³ /сут.	м ³ /цикл	м ³ /сут.	м ³ /цикл
1 скважина							
Хоз-питьевые нужды	178,36	30	0,15	4,5	802,62	3,6	642,096
Итого:					802,62		642,096
4 скважин							
Хоз-питьевые нужды	713,44	30	0,15	4,5	3210,48	3,6	2568,38
Итого:					3210,48		2568,38

Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве скважин глубиной 4250м с хвостовиком

Потребитель	Продолжительность сутки	Количество чел	Норма потребление, м ³	Водопотребление		Водоотведение	
				м ³ /сут.	м ³ /цикл	м ³ /сут.	м ³ /цикл
1 скважина							
Хоз-питьевые нужды	193,18	30	0,15	4,5	869,31	3,6	695,448
Итого:					869,31		695,448
4 скважин							
Хоз-питьевые нужды	772,72	30	0,15	4,5	3477,24	3,6	2781,79
Итого:					3477,24		2781,79

Баланс водопотребления и водоотведения при пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау

Потребитель	Продолжительность сутки	Количество чел	Норма потребление, м ³	Водопотребление		Водоотведение	
				м ³ /сут.	м ³ /цикл	м ³ /сут.	м ³ /цикл
2021 год							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	4,5	1642,5	4,5	1642,5
2022 год							
Хоз-питьевые нужды	365	30	0,15	4,5	1642,5	4,5	1642,5
2023 год							
Хоз-питьевые нужды	150	30	0,15	4,5	675,0	3,6	675,0
Итого:					3960,0		3960,0

11. Описание отходов, управление которыми относится к намечаемой деятельности.

На площадке строительства и эксплуатации организованы места временного хранения (накопления) отходов, откуда они по мере накопления вывозятся по договору на предприятия, осуществляющие переработку, использование, обезвреживание или захоронение отходов. При организации мест временного хранения (накопления) отходов приняты меры по обеспечению экологической безопасности. Обеспечение мест временного хранения (накопления) проведено с учетом класса опасности (маркировано по типу отхода), физико-химических свойств, реакционной способности образующихся отходов, а также с учетом требований соответствующих требований.

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

негативного воздействия отходов может проявляться при несоблюдении надлежащих требований, а также в результате непредвиденных ситуаций на отдельных стадиях сбора, хранения, либо утилизации отходов производства и потребления.

Количественный и качественный состав отходов при строительстве скважин глубиной 4250м по первому варианту без спуска хвостовика

Вид отхода	Классификация	Количество, т/г	
		1 скв	4 скв
Буровой шлам	Опасные отходы	1088,55758	4354,2303
Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	271,59468	1086,37872
Промасленная ветошь	Опасные отходы	0,07447	0,297886
Отработанные аккумуляторы	Опасные отходы	0,000064	0,000254
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	1,09948	4,39792
Металлолом	Не опасные отходы	0,0002	0,0008
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	0,006
Всего:		1361,32797	5445,31188

Количественный и качественный состав отходов при строительстве скважин глубиной 4250м по второму варианту со спуском хвостовика

Вид отхода	Классификация	Количество, т/г	
		1 скв	4 скв
Буровой шлам	Опасные отходы	1056,1726	4224,6904
Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	266,72766	1066,91064
Промасленная ветошь	Опасные отходы	0,08066	0,32264
Отработанные аккумуляторы	Опасные отходы	0,00007	0,000275
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	1,19084	4,76334
Металлолом	Не опасные отходы	0,0002	0,0008
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	0,006
Всего:		1324,17353	5296,694095

Количественный и качественный состав отходов при эксплуатации месторождения Восточный Урихтау за 2021-2023гг

Вид отхода	Классификация	Количество, т/г		
		2021г	2022г	2023г
Промасленная ветошь	Опасные отходы	0,1524	0,1524	0,0626
Отработанные аккумуляторы	Не опасные отходы	0,00013	0,00013	0,000053
Металлолом	Не опасные отходы	0,0002	0,0002	0,00008
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	0,0015	0,0006
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	2,25	2,25	0,2946
Всего:		2,40423	2,40423	0,357933

Отходы не подлежат дальнейшему использованию. По мере образования и накопления вывозится на полигон по договору.

12. Перечень разрешений, наличие которых предположительно потребуется для осуществления намечаемой деятельности, и государственных органов, в чью компетенцию входит выдача таких разрешений.

Экологическое разрешение на воздействие (выдаётся уполномоченным органом в области охраны окружающей среды и его территориальными подразделениями).

13. Краткое описание текущего состояния компонентов окружающей среды на территории и (или) в акватории, на которых предполагается осуществление намечаемой деятельности, в сравнении с экологическими нормативами или целевыми показателями качества окружающей среды, а при их отсутствии - с гигиеническими

нормативами; результаты фоновых исследований, если таковые имеются у инициатора; вывод о необходимости или отсутствии необходимости проведения полевых исследований (при отсутствии или недостаточности результатов фоновых исследований, наличии в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности объектов, воздействие которых на окружающую среду не изучено или изучено недостаточно, включая объекты исторических загрязнений, бывшие военные полигоны и другие объекты).

ТОО «Урихтау Оперейтинг» ведет внутренний учет, формирует и представляет периодические отчеты по результатам производственного экологического контроля в соответствии с требованиями, устанавливаемыми уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Согласно программе производственного экологического контроля наблюдения атмосферного воздуха, на границе СЗЗ, объектов ТОО «Урихтау Оперейтинг» проводились по следующим ингредиентам: диоксида азота, оксида углерода, диоксида серы, сажи, углеводородов, меркаптанов, сероводорода.

По результатам проведенного мониторинга атмосферного воздуха концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха месторождения Урихтау на границе СЗЗ находились ниже уровня ПДК.

Гидрография района представлена реками Темир и Жем. На территории месторождения Урихтау в средней части с северо-востока на юго-запад протекает река Жем.

На структуре Урихтау промплощадки скважин и других проектируемых объектов будут располагаться за пределами водоохраной зоны – не ближе 500м от реки Жем.

На месторождении Урихтау проводились ежеквартальные наблюдения за состоянием водных ресурсов. Пробы на реке Жем отбирались в 2-х точках: выше по течению и ниже по течению реки.

В пробах воды превышение нормативов предельно допустимых концентраций загрязняющих веществ для вод рыбохозяйственных водоемов не выявлено.

Рассматриваемая территория расположена в подзоне светло-каштановых почв. Почвообразующими породами служат легкие суглинки и супеси, реже средние суглинки, на которых формируются бурые почвы, часто в комплексе ли в сочетании с такырами и солончаками под солянково-полынной, с редкими эфемерами растительностью.

Для данной территории характерна комплексность почвенного покрова, где в основном представлены сочетания разновидностей светло-каштановых различной степени засоленности. Светло каштановые почвы являются зональными и занимают большие площади на территории.

Почвообразующими породами служат элювиально-делювиальные отложения различного механического состава, как незаселенные, так засоленные в различной степени. По механическому составу выделяются легко и среднесуглинистые разновидности. Среди фракций в легкосуглинистых почвах доминируют фракции мелкого песка (0,25-0,05мм).

Солонцы светло-каштановые средние – выделяются как однородными контурами, так и небольшими пятнами среди светло каштановых солончаковатых и солончаковых, лугово-светло каштановых солончаковых почв, часто образуя комплексы. Формируются в долине реки Атжаксы и по волнистой равнине. Почвообразующими породами служат засоленные глины и суглинки. По механическому составу эти почвы легко и среднесуглинистые.

Мониторинг почв на месторождении является составной частью системы производственного мониторинга окружающей среды и проводится с целью:

- своевременного получения достоверной информации о воздействии объектов месторождений на почвенный покров;
- оценка прогноза и разработки рекомендаций по предупреждению и устранению негативных последствий техногенного воздействия нефтедобычи на природные комплексы, рациональному использованию и охране почв.

Целью контроля над состоянием почвенного покрова является получение аналитической информации о состоянии почв для оценки влияния деятельности предприятия на их качество.

Непосредственно наблюдения за динамикой изменения свойств почв осуществляются на *стационарных экологических площадках (СЭП)*, на которых проводятся многолетние периодические наблюдения за комплексом показателей свойств почв. Эти наблюдения обеспечивают выявление изменений направленности протекающих процессов и свойств, определяющих экологическое состояние почв; выявления тенденций и динамики изменений, структуры и состава почвенно-растительных экосистем под влиянием действия природных и антропогенных факторов.

Во всех пробах почвы, отобранных на территории промплощадок и на границе ССЗ, валовое содержание контролируемых веществ находится практически на одном уровне.

Район расположен в полупустынной (пустынно-степной) зоне, для которой характерно сочетание степных и пустынных сообществ. Растения исследуемого региона распределены крайне разреженно. Полупустыни характеризуются полынными ландшафтами. Для полупустыни современная эпоха является временем господства полыней, группа которых составляет основное ядро флоры полупустыни Казахстана.

Животный мир исследуемой территории богат и разнообразен и представлен 2 видами земноводных, 20 видами пресмыкающихся, 227 видами птиц 40 видами млекопитающих.

Фауна земноводных и пресмыкающихся обеднена в силу экологических условий. Так, с одной стороны это бедность территорий поверхностными водами и засоленные твердые суглинки с галькой и с другой стороны – это резко континентальный климат в сочетании с выровненным рельефом, усугубляющим суровость климата, особенно во время зимовок. Земноводные в исследуемом районе представлены двумя видами жаб – зеленой и серой и озерной лягушкой. Способность жаб переносить значительную сухость воздуха, использовать для икрометания временные водоемы и ночной образ жизни позволяют им заселить территорию, удаленную от водоемов. Пресмыкающиеся представлены 15 видами, что составляет 30,6% от герпетофауны Республики Казахстан.

Вывод: На территории проектируемого строительства ведется многолетний экологический мониторинг окружающей среды. По результатам многолетнего мониторинга превышения гигиенических нормативов по всем компонентам окружающей среды не выявлено. Необходимость в проведении дополнительных полевых исследований отсутствует.

14. Характеристика возможных форм негативного и положительного воздействий на окружающую среду в результате осуществления намечаемой деятельности, их характер и ожидаемые масштабы с учетом их вероятности, продолжительности, частоты и обратимости, предварительная оценка их существенности.

Оценка воздействия на окружающую среду:

Источники и виды воздействия	Пространственный масштаб	Временный масштаб	Интенсивность воздействия	Значимость воздействия
1	2	3	4	5
Атмосферный воздух				
при бурении скважин				
Выбросы ЗВ в атмосферу от буровой установки	Локальное 1	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкая значимость 3
Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от автотранспорта. Пыление дорог при движении	Ограниченное 2	Среднее 2	Слабое 2	Низкая значимость 8

автотранспорта				
при освоении				
Выбросы ЗВ в атмосферу от буровой установки	Локальное 1	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкая значимость 3
Выбросы ЗВ в атмосферу от факельной установки	Ограниченное 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкая значимость 6
при пробной эксплуатации				
Выбросы ЗВ в атмосферу от факельной установки	Локальное 1	Продолжительное 3	Умеренное 3	Воздействие средней значимости 9
Водные ресурсы				
при бурении и освоении скважин				
Загрязнение подземных вод сточными водами, возможными разливами ГСМ	Ограниченное 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкая значимость 6
при пробной эксплуатации				
Загрязнение подземных вод сточными водами, возможными разливами ГСМ	Ограниченное 2	Продолжительное 3	Умеренное 3	Средняя значимость 18
Геологическая среда				
при строительстве скважин				
Разрушения массива горных пород, поступления в подземные горизонты буровых растворов	Ограниченное 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкая значимость 6
Нарушения верхней части геологической среды	Ограниченное 2	Кратковременное 1	Слабое 2	Низкая значимость 4
при пробной эксплуатации				
Поступления в подземные горизонты углеводородов	Ограниченное 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкая значимость 6
Почвенный покров				
при строительстве и испытании скважины				
Изъятие земель	Ограниченное воздействие 2	Кратковременное 1	Среднее 2	Низкой значимости 4
Воздействие на качество изымаемых земель	Ограниченное воздействие 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкой значимости 6
Механические нарушения почвенного покрова при бурении скважин	Ограниченное воздействие 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкой значимости 6
Загрязнение промышленными отходами	Локальное 1	Кратковременное 1	Незначительное 1	Низкой значимости 1
при пробной эксплуатации				
Загрязнение промышленными отходами	Локальное 1	Продолжительное 3	Незначительное 1	Низкой значимости 3
Возможные разливы ГСМ	Ограниченное воздействие	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкой значимости

	2			6
Растительность				
при строительстве и испытании скважины				
Снятие растительного покрова	Ограниченное воздействие 2	Кратковременное 1	Слабое 2	Низкой значимости 4
Химическое загрязнение, Возможные разливы ГСМ	Ограниченное воздействие 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкой значимости 6
при пробной эксплуатации				
Химическое загрязнение, Возможные разливы ГСМ	Ограниченное воздействие 2	Кратковременное 1	Умеренное 3	Низкой значимости 6
Фауна				
при строительстве и испытании скважины				
Изъятие среды обитания, нарушение среды обитания	Локальное 1	Кратковременное 1	Слабое 2	Низкая значимость 2
Факторы беспокойства, шум, свет, движение автотранспорта	Локальное 1	Кратковременное 1	Слабое 2	Низкая значимость 2
при пробной эксплуатации				
Факторы беспокойства, шум, свет, движение автотранспорта	Локальное 1	Продолжительное 3	Слабое 2	Низкая значимость 6

При интегральной оценке воздействия «низкая» последствия воздействия испытываются, но величина воздействия находится в пределах от допустимых стандартов до порогового значения, ниже которого воздействие является низким.

15. Характеристика возможных форм трансграничных воздействий на окружающую среду, их характер и ожидаемые масштабы с учетом их вероятности, продолжительности, частоты и обратимости.

Трансграничное воздействие на окружающую среду не ожидается.

16. Предлагаемые меры по предупреждению, исключению и снижению возможных форм неблагоприятного воздействия на окружающую среду, а также по устранению его последствий.

С целью охраны окружающей природной среды и обеспечения нормальных условий работы обслуживающего персонала необходимо принять меры по уменьшению выбросов загрязняющих веществ.

В период строительных работ, учитывая, что основными источниками загрязнения атмосферы являются строительная техника и автотранспорт, большинство мер по снижению загрязнения атмосферного воздуха будут связаны с их эксплуатацией. Основными мерами по снижению выбросов ЗВ будут следующие:

- своевременное и качественное обслуживание техники;
- использование техники и автотранспорта с выбросами ЗВ, соответствующие стандартам;
- организация движения транспорта;
- сокращение до минимума работы двигателей транспортных средств на холостом ходу;
- для снижения пыления ограничение по скорости движения транспорта;
- использование качественного дизельного топлива для заправки техники и автотранспорта.

В период эксплуатации основными мероприятиями, направленными на снижение ВЗВ, а также на предупреждение и обеспечение безопасных условий труда являются:

- обеспечение полной герметизации технологического оборудования;
- выбор оборудования с учетом его надежности и экономичности;
- строгое соблюдение всех технологических параметров;
- своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и профилактики технологического оборудования.

В период проведения строительно-монтажных работ, должен быть предусмотрен ряд мероприятий, направленных на сохранение окружающей среды и предотвращение негативных последствий строительства.

В период строительства предусмотрены следующие мероприятия:

- отходы будут храниться с учетом существующих требований для предотвращения загрязнения окружающей среды;
- с целью оптимизации организации обработки и удаления отходов и облегчения утилизации различных типов отходов, предусмотрен отдельный сбор;
- на этапе технической рекультивации нарушенных земель – уборка строительного мусора;
- сбор и вывоз всех видов отходов в отведенные места.

В целях предотвращения воздействия строительно-монтажных работ на почвенно-растительный покров площадки строительства предусмотрены следующие мероприятия:

- движение задействованного транспорта осуществляется только по имеющимся и отведенным дорогам;
- сохранение растительности в местах, не занятых производственным оборудованием;
- четкое соблюдение границ рабочих участков;
- применение производственного оборудования с нормативным уровнем шума;
- регулярное техническое обслуживание транспорта, строительной техники и производственного оборудования и его эксплуатация в соответствии со стандартами изготовителей;
- движение транспорта при строительных работах будет организовано по автодорогам и отведенным маршрутам;
- оптимизация продолжительности работы транспорта;
- введение ограничений по скорости движения транспорта;
- проведение рекультивации согласно существующим требованиям;
- включение вопросов охраны окружающей среды в занятия по тренингу среди рабочих и руководящего звена.

В период проведения строительно-монтажных работ, должен быть предусмотрен ряд мероприятий, направленных на сохранение окружающей среды и предотвращение негативных последствий строительства.

В период строительства предусмотрены следующие мероприятия:

- отходы будут храниться с учетом существующих требований для предотвращения загрязнения окружающей среды;
- с целью оптимизации организации обработки и удаления отходов и облегчения утилизации различных типов отходов, предусмотрен отдельный сбор;
- на этапе технической рекультивации нарушенных земель – уборка строительного мусора;
- сбор и вывоз всех видов отходов в отведенные места.

В целях предотвращения воздействия строительно-монтажных работ на почвенно-растительный покров площадки строительства предусмотрены следующие мероприятия:

- движение задействованного транспорта осуществляется только по имеющимся и отведенным дорогам;
- сохранение растительности в местах, не занятых производственным оборудованием;

- четкое соблюдение границ рабочих участков;
- применение производственного оборудования с нормативным уровнем шума;
- регулярное техническое обслуживание транспорта, строительной техники и производственного оборудования и его эксплуатация в соответствии со стандартами изготовителей;
- движение транспорта при строительных работах будет организовано по автодорогам и отведенным маршрутам;
- оптимизация продолжительности работы транспорта;
- введение ограничений по скорости движения транспорта;
- проведение рекультивации согласно существующим требованиям;
- включение вопросов охраны окружающей среды в занятия по тренингу среди рабочих и руководящего звена.

Проектом предусмотрены мероприятия, исключаящие возникновение аварийных ситуаций, как во время строительно-монтажных работ.

Основными принятыми в проекте мероприятиями, направленными на защиту окружающей среды и обеспечения безопасных условий труда являются:

- Движение задействованного транспорта осуществляется только по имеющимся и отведенным дорогам;
- Сохранение растительности в местах, не занятых производственным оборудованием;
- Четкое соблюдение границ рабочих участков;
- При строительстве во время производства земляных работ использовать орошение уплотняемых грунтов;
- Содержание в исправном состоянии всего технологического оборудования;
- Постоянный контроль за технологическим оборудованием, наличие исправных приборов;
- Обеспечение прочности и герметичности оборудования;
- Постоянная профилактика исправности и ремонт оборудования.
- Тщательное выполнение работ по строительству с соблюдением правил техники безопасности;
- Надлежащая организация складирования отходов в специально отведенных для этого местах, в отдельных контейнерах, своевременный вывоз по договору;
- Контроль за техническим состоянием автотранспорта и строительной техники, исключаящий утечки горюче-смазочных материалов;
- Соблюдение графика строительных работ и транспортного движения, чтобы исключить аварийные ситуации и последующее загрязнение (возможный разлив топлива).
- Исключается сброс всех видов сточных вод, а также исключение аварийного сброса неочищенных сточных вод на рельеф местности.

После окончания строительства на техническом этапе рекультивации земель в соответствии с ГОСТ 17.5.3.04-83 «Земли. Общие требования к рекультивации земель» должны проводиться следующие работы:

- вывоз строительного и производственного мусора, неиспользованных материалов и других отходов с последующим их захоронением или организованным складированием;
- распределение оставшегося грунта по рекультивируемой площади равномерным слоем;
- оформление откосов, насыпей, выемок, засыпка или выравнивание рытвин и ям;
- планировка и укатка катком поверхности рекультивируемой площади;
- проведение мероприятий по предотвращению эрозионных процессов.
-

17. Описание возможных альтернатив достижения целей указанной намечаемой деятельности и вариантов ее осуществления (включая использование альтернативных технических и технологических решений и мест расположения объекта)
Альтернативные варианты достижения целей указанной намечаемой деятельности и вариантов ее осуществления не рассматриваются в данном проекте.

Генеральный директор



Таспихов А.С.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- Промышленная экология. Т.А. Хван. г. Ростов-на-Дону 2003г.
- Охрана природы Атырауской области. О.М. Грищенко, Н.А.Дидичин. г. Атырау 1997г.
- Прогноз и контроль геодинамической и экологической обстановок в регионе Каспийского моря в связи с развитием нефтегазового комплекса, г. Москва 2000г.
- Экология и нефтегазовый комплекс. М.Д. Диаров, г. Алматы 2003г.
- Экология Казахстана М.С. Панин, г. Семипалатинск 2005г.
- Экологический кодекс Республики Казахстан от 02.01.2021г.
- Закон о «Гражданской защите», от 11.04.2014 г.
- Классификатор отходов. Приказ Министра геологии и природных ресурсов №314 от 06.08.2021г;
- Кодекс РК «О здоровье народа и системе здравоохранения» №193-IV от 18.09.2009г.;
- Закон РК №219-1 от 23.04.1998г «О радиационной безопасности населения»;
- Приказ МНЭРК от 16.03.2015г №209 об утверждении санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к водоемным объектам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов»
- СПОРО-97, СП 5.01.011-97 «Санитарные правила обращения с радиоактивными отходами»;
- СанПиН №261 от 27.03.2015г. Санитарно-гигиенические требования по обеспечению радиационной безопасности;

Методические указаний и методики:

- Приказ Министра охраны окружающей среды РК от «3» мая 2012 года № 129-п.
- Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок. Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.
- Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение №13 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.
- Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение №16 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п.
- РНД 211.2.02.09-2004 «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана, 2004г.
- РНД 211.2.02.03-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)», Астана, 2004г.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Расчеты выбросов вредных веществ при строительстве скважины ВУ-3,4,5,6 – 1 вариант

Источник №6001, расчет выбросов пыли, образуемой при подготовке площадки;

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/пер	120
1.2.	Количество перерабатываемого грунта	Gп	т/пер	1000
1.3.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	т/час	8,33
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$Q = \frac{P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_6 * V * G * 10^6}{3600}$	Q	г/сек	0,01000
	Весовая доля пылевой фракции в материале	P ₁	(табл.1)	0,04
	Доля пыли переходящая в аэрозоль	P ₂	(табл.1)	0,03
	Коэффициент, учитывающий метеоусловий	P ₃	(табл.2)	1,2
	Коэффициент, учитывающий влажность материала	P ₄	(табл.4)	0,01
	Коэффициент, учитывающий местные условия	P ₅	(табл.5)	0,6
	Коэффициент, учитывающий крупность материала	P ₆	(табл.3)	1,0
	Коэффициент, учитывающий высоту пересыпки	V	(табл.7)	0,5
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = Q * t * 3600 / 10^6$	M	т/пер	0,00432
<i>Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приказ МОС РК №100-п от 18.04.2008г.</i>				

Источник №6002 Расчет выбросов пыли, образуемой при работе бульдозеров и экскаваторов

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/пер	120
1.2.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	т/час	110,00
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$Q = \frac{P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_6 * G * 10^6}{3600}$	Q	г/сек	0,26400
	Весовая доля пылевой фракции в материале	P ₁	(табл.1)	0,04
	Доля пыли переходящая в аэрозоль	P ₂	(табл.1)	0,03
	Коэффициент, учитывающий метеоусловий	P ₃	(табл.2)	1,2
	Коэффициент, учитывающий влажность материала	P ₄	(табл.4)	0,01
	Коэффициент, учитывающий местные условия	P ₅	(табл.5)	1,0
	Коэффициент, учитывающий крупность материала	P ₆	(табл.3)	0,6
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = Q * t * 3600 / 10^6$	M	т/пер	0,11405
<i>Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приказ МОС РК №100-п от 18.04.2008г.</i>				

Источник №6003 Расчет выбросов неорганической пыли, при работе экскаватора

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Грузоподъемность	G	т	30
1.2.	Средняя скорость передвижения	V	км/час	5
1.3.	Число ходок транспорта в час	N	ед/час	2,5
1.4.	Средняя протяженность 1 ходки на участке строительства	L	км	0,035
1.5.	Количество перевезенного груза	M	т	9000
1.6.	Площадь кузова	F	м ²	7,5
1.7.	Число машин, работающих на строительном участке	n	ед	1
1.8.	Время работы	t	ч/пер	120
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$Q = \frac{C_1 * C_2 * C_3 * N * L * q_1 * C_6 * C_7}{3600} + C_4 * C_5 * C_6 * q_2 * F * n, \text{ г/сек}$			0,000631
	коэф., зависящий от грузопод.	C ₁	(таблица 9)	1,0
	коэф., учит. ск. скорость передв.	C ₂	(таблица 10)	0,6
	коэф., учит. состояние дорог	C ₃	(таблица 11)	1,0
	пылевыведение на 1 км. пробега	q ₁	г/км	1450
	коэф., учит. профиль поверхности	C ₄		1,4
	коэф., зависящий от скорости обдува	C ₅	(таблица 12)	1,2
	коэф., учит. влажность материала	C ₆	(таблица 4)	0,01
	пылевыведение с единицы площади	q ₂	(таблица 6)	0,004
	коэф., учит. крупность материала	C ₇		0,6
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = Q * t * 3600 / 10^6$	M	т/пер	0,00027
<i>Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приказ МОС РК №100-п от 18.04.2008г</i>				

Источник №6004, Расчет выбросов пыли, образуемой при уплотнении грунта катками

ПРИЛОЖЕНИЯ

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Средняя скорость передвижения	V	км/час	3,5
1.2.	Число ходок транспорта в час	N	ед/час	1,0
1.3.	Средняя протяженность 1 ходки на участке строительства	L	км	1,0
1.4.	Время работы	t	час/пер	120
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$C_1 * C_2 * C_3 * N * L * g_1$			
	$M_{сек} = \frac{\dots}{3600}$	$M_{п}^{сек}$	г/сек	0,1083
	Коэффициент, зависящий от грузоподъемности	C_1	(табл.9)	1,3
	Коэффициент, учитывающий среднюю скорость передвижения	C_2	(табл.10)	0,6
	Коэффициент, учитывающий состояние дорог	C_3	(табл.11)	1,0
	Пылевыведение на 1 км пробега	g_1	г/км	500
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = M_{сек} * t * 3600 / 10^6$		т/пер	0,0468
<i>Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приказ МООН РК №100-п от 18.04.2008г.</i>				

Источник №0001-001 Насосный блок буровой установки ZJ-70;

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п
2. Временные рекомендации по расчету выбросов от стационарных дизельных установок. Л., 1988

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $BS = 165.1$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $BG = 384.701$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 165.1 \cdot 30 / 3600 = 1.376$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 384.701 \cdot 30 / 10^3 = 11.54$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 165.1 \cdot 1.2 / 3600 = 0.055$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 384.701 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.462$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 165.1 \cdot 39 / 3600 = 1.79$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 384.701 \cdot 39 / 10^3 = 15$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 165.1 \cdot 10 / 3600 = 0.459$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 384.701 \cdot 10 / 10^3 = 3.85$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 165.1 \cdot 25 / 3600 = 1.147$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 384.701 \cdot 25 / 10^3 = 9.62$

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), $E = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 165.1 \cdot 12 / 3600 = 0.55$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 384.701 \cdot 12 / 10^3 = 4.62$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 165.1 \cdot 1.2 / 3600 = 0.055$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 384.701 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.462$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 165.1 \cdot 5 / 3600 = 0.2293$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 384.701 \cdot 5 / 10^3 = 1.924$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.3760000	11.5400000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1.7900000	15.0000000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.2293000	1.9240000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.4590000	3.8500000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1.1470000	9.6200000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0550000	0.4620000
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0550000	0.4620000
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.5500000	4.6200000

Источник №0001-002 ДЭС буровой установки ZJ-70;

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п
2. Временные рекомендации по расчету выбросов от стационарных дизельных установок. Л., 1988

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $BS = 212.4$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $BG = 989.832$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 212.4 \cdot 30 / 3600 = 1.77$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 989.832 \cdot 30 / 10^3 = 29.7$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 212.4 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0708$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 989.832 \cdot 1.2 / 10^3 = 1.188$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = BS \cdot E / 3600 = 212.4 \cdot 39 / 3600 = 2.3$
 Валовый выброс, т/год, $M_{max} = BG \cdot E / 10^3 = 989.832 \cdot 39 / 10^3 = 38.6$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 10$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = BS \cdot E / 3600 = 212.4 \cdot 10 / 3600 = 0.59$
 Валовый выброс, т/год, $M_{max} = BG \cdot E / 10^3 = 989.832 \cdot 10 / 10^3 = 9.9$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 25$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = BS \cdot E / 3600 = 212.4 \cdot 25 / 3600 = 1.475$
 Валовый выброс, т/год, $M_{max} = BG \cdot E / 10^3 = 989.832 \cdot 25 / 10^3 = 24.75$

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), $E = 12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = BS \cdot E / 3600 = 212.4 \cdot 12 / 3600 = 0.708$
 Валовый выброс, т/год, $M_{max} = BG \cdot E / 10^3 = 989.832 \cdot 12 / 10^3 = 11.88$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = BS \cdot E / 3600 = 212.4 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0708$
 Валовый выброс, т/год, $M_{max} = BG \cdot E / 10^3 = 989.832 \cdot 1.2 / 10^3 = 1.188$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = BS \cdot E / 3600 = 212.4 \cdot 5 / 3600 = 0.295$
 Валовый выброс, т/год, $M_{max} = BG \cdot E / 10^3 = 989.832 \cdot 5 / 10^3 = 4.95$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.7700000	29.7000000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	2.3000000	38.6000000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.2950000	4.9500000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5900000	9.9000000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1.4750000	24.7500000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0708000	1.1880000
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0708000	1.1880000
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.7080000	11.8800000

Источник №0002 цементировочный агрегат;

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п
2. Временные рекомендации по расчету выбросов от стационарных дизельных установок. Л., 1988

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $BS = 25.48$
 Годовой расход дизельного топлива, т/год, $BG = 8.742$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 30$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = BS \cdot E / 3600 = 25.48 \cdot 30 / 3600 = 0.2123$
 Валовый выброс, т/год, $M_{max} = BG \cdot E / 10^3 = 8.742 \cdot 30 / 10^3 = 0.262$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = BS \cdot E / 3600 = 25.48 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0085$
 Валовый выброс, т/год, $M_{max} = BG \cdot E / 10^3 = 8.742 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0105$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = BS \cdot E / 3600 = 25.48 \cdot 39 / 3600 = 0.276$
 Валовый выброс, т/год, $M_{max} = BG \cdot E / 10^3 = 8.742 \cdot 39 / 10^3 = 0.341$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 10$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = BS \cdot E / 3600 = 25.48 \cdot 10 / 3600 = 0.0708$
 Валовый выброс, т/год, $M_{max} = BG \cdot E / 10^3 = 8.742 \cdot 10 / 10^3 = 0.0874$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 25$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = BS \cdot E / 3600 = 25.48 \cdot 25 / 3600 = 0.177$
 Валовый выброс, т/год, $M_{max} = BG \cdot E / 10^3 = 8.742 \cdot 25 / 10^3 = 0.2186$

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), $E = 12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = BS \cdot E / 3600 = 25.48 \cdot 12 / 3600 = 0.085$
 Валовый выброс, т/год, $M_{max} = BG \cdot E / 10^3 = 8.742 \cdot 12 / 10^3 = 0.105$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = BS \cdot E / 3600 = 25.48 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0085$
 Валовый выброс, т/год, $M_{max} = BG \cdot E / 10^3 = 8.742 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0105$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = BS \cdot E / 3600 = 25.48 \cdot 5 / 3600 = 0.0354$
 Валовый выброс, т/год, $M_{max} = BG \cdot E / 10^3 = 8.742 \cdot 5 / 10^3 = 0.0437$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2123000	0.2620000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.2760000	0.3410000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0354000	0.0437000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0708000	0.0874000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1770000	0.2186000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0085000	0.0105000
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0085000	0.0105000
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0850000	0.1050000

Источник №0003 передвижная паровая установка (ППУ);

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п
2. Временные рекомендации по расчету выбросов от стационарных дизельных установок. Л., 1988

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $BS = 35$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $BG = 7.443$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = BS \cdot E / 3600 = 35 \cdot 30 / 3600 = 0.2917$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = BG \cdot E / 10^3 = 7.443 \cdot 30 / 10^3 = 0.2233$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = BS \cdot E / 3600 = 35 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01167$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = BG \cdot E / 10^3 = 7.443 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00893$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = BS \cdot E / 3600 = 35 \cdot 39 / 3600 = 0.379$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = BG \cdot E / 10^3 = 7.443 \cdot 39 / 10^3 = 0.29$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = BS \cdot E / 3600 = 35 \cdot 10 / 3600 = 0.0972$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = BG \cdot E / 10^3 = 7.443 \cdot 10 / 10^3 = 0.0744$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = BS \cdot E / 3600 = 35 \cdot 25 / 3600 = 0.243$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = BG \cdot E / 10^3 = 7.443 \cdot 25 / 10^3 = 0.186$

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), $E = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = BS \cdot E / 3600 = 35 \cdot 12 / 3600 = 0.1167$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = BG \cdot E / 10^3 = 7.443 \cdot 12 / 10^3 = 0.0893$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = BS \cdot E / 3600 = 35 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01167$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = BG \cdot E / 10^3 = 7.443 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00893$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G_ = BS \cdot E / 3600 = 35 \cdot 5 / 3600 = 0.0486$

Валовый выброс, т/год, $_M_ = BG \cdot E / 10^3 = 7.443 \cdot 5 / 10^3 = 0.0372$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2917000	0.2233000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.3790000	0.2900000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0486000	0.0372000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0972000	0.0744000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2430000	0.1860000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0116700	0.0089300
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0116700	0.0089300
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1167000	0.0893000

Источник №0004 ДЭС – для выработки электроэнергии;

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п
2. Временные рекомендации по расчету выбросов от стационарных дизельных установок. Л., 1988

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $BS = 59.1$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $BG = 191.666$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = BS \cdot E / 3600 = 59.1 \cdot 30 / 3600 = 0.4925$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = BG \cdot E / 10^3 = 191.666 \cdot 30 / 10^3 = 5.75$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = BS \cdot E / 3600 = 59.1 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0197$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = BG \cdot E / 10^3 = 191.666 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.23$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = BS \cdot E / 3600 = 59.1 \cdot 39 / 3600 = 0.64$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = BG \cdot E / 10^3 = 191.666 \cdot 39 / 10^3 = 7.47$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = BS \cdot E / 3600 = 59.1 \cdot 10 / 3600 = 0.1642$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = BG \cdot E / 10^3 = 191.666 \cdot 10 / 10^3 = 1.917$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = BS \cdot E / 3600 = 59.1 \cdot 25 / 3600 = 0.4104$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = BG \cdot E / 10^3 = 191.666 \cdot 25 / 10^3 = 4.79$

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), $E = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G}_- = BS \cdot E / 3600 = 59.1 \cdot 12 / 3600 = 0.197$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M}_- = BG \cdot E / 10^3 = 191.666 \cdot 12 / 10^3 = 2.3$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 59.1 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0197$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 191.666 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.23$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 59.1 \cdot 5 / 3600 = 0.0821$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 191.666 \cdot 5 / 10^3 = 0.958$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс з/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.4925000	5.7500000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.6400000	7.4700000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0821000	0.9580000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1642000	1.9170000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.4104000	4.7900000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0197000	0.2300000
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0197000	0.2300000
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1970000	2.3000000

Источник №0005 ДЭС – для выработки электроэнергии при аварии;

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п
2. Временные рекомендации по расчету выбросов от стационарных дизельных установок. Л., 1988

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $BS = 59.1$
 Годовой расход дизельного топлива, т/год, $BG = 3.404$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 30$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 59.1 \cdot 30 / 3600 = 0.4925$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 3.404 \cdot 30 / 10^3 = 0.1021$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 59.1 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0197$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 3.404 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.004085$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 59.1 \cdot 39 / 3600 = 0.64$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 3.404 \cdot 39 / 10^3 = 0.1328$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 10$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 59.1 \cdot 10 / 3600 = 0.1642$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 3.404 \cdot 10 / 10^3 = 0.03404$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 25$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 59.1 \cdot 25 / 3600 = 0.4104$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 3.404 \cdot 25 / 10^3 = 0.0851$

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), $E = 12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 59.1 \cdot 12 / 3600 = 0.197$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 3.404 \cdot 12 / 10^3 = 0.04085$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 59.1 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0197$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 3.404 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.004085$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 59.1 \cdot 5 / 3600 = 0.0821$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 3.404 \cdot 5 / 10^3 = 0.01702$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.4925000	0.1021000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.6400000	0.1328000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0821000	0.0170200
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1642000	0.0340400
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.4104000	0.0851000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0197000	0.0040850
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0197000	0.0040850
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1970000	0.0408500

Источник №6005 сварочный пост;

ПРИЛОЖЕНИЯ

Исходные данные:				
Марка электрода;	АНО-4			
Время работы, ч/год;	120			
Расход электрода, кг/год;	100			
Максимальный расход, кг/ч;	0,833			
Валовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяют по формуле:				
$M_{\text{год}} = \frac{V_{\text{год}} \times K_m^x}{10^6} \times (1 - \eta), \text{ т/год}$				(5.1)
где:				
V _{год} - расход применяемого сырья и материалов, кг/год;				
K _m ^x удельный показатель выброса загрязняющего вещества «х» на единицу массы расходуемых (приготавливаемых) сырья и материалов, г/кг, (табл. 1);				
h - степень очистки воздуха в соответствующем аппарате, которым снабжается группа технологических агр/в;				
	0			
Максимальный разовый выброс загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяют по формуле:				
$M_{\text{сек}} = \frac{K_m^x \times V_{\text{час}}}{3600} \times (1 - \eta), \text{ г/с}$				(5.2)
где:				
V _{час} - фактический максимальный расход применяемых сырья и материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час;				
Используемый материал и его марка	Наименование и удельные количества нормируемых загрязняющих веществ			
	сварочный	в том числе		
	аэрозоль	железо оксид	оксид марганца	пыль неорганич.
АНО-4, г/кг	17,8	15,73	1,66	0,41
M _{год} , т/г	0,00178	0,00157	0,00017	0,00004
M _{сек} , г/с	0,00412	0,00364	0,00038	0,00009
<i>РНД 211.2.02.03-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов), Астана-2004г.</i>				

Источник №6006 Насосная установка для перекачки дизельного топлива

С помощью насосных установок происходит перекачка нефти. В работе находится 1 насос типа «ЦНС-38/110». Параметры выбросов:			
n = 1;			
h = 1,5 м;			
d = 0,01 м;			
T = 20°C;			
Максимальный (разовый) выброс от одной единицы оборудования рассчитываются по формуле:			
$M_{сек} = \frac{Q}{3,6}$, г/с			
Q – удельное выделение загрязняющих веществ, кг/час (табл.8.1-РНД 211.2.09-2004);			
Годовые (валовые) выбросы от одной единицы оборудования рассчитываются по формуле:			
$M_{год} = \frac{Q \cdot T}{10^3}$, т/г			
T – фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, час; T			
T = 1456,32 час при испытании 1 скважины;			
Максимальный выброс:			
МУВ= 0,13/3,6 г/с;		0,0361 г/с	
Годовой выброс от 1 скважин:			
МУВ= 0,13*288/103 т/г;		0,1893 т/г	

Источник №6007 емкость для хранения ДТ ДЭС, ПШУ и ПИ

Источником выбросов загрязняющих веществ является емкость с ГСМ - дыхательный клапан.				
источник выбросов - дыхательный клапан.				
Общий расход:		1383,28 т/г		
n		1,0 шт.		
h		3,0 м		
d		0,296 м		
Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам [при этом выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам (5.2.4 и 5.2.5)]:				
· максимальные выбросы:				
$M = \frac{C_1 \times K_p^{max} \times V_{ч}^{max}}{3600}$, г/с		(6.2.1)	0,0065 г/с	
K _p ^{max} - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8;				
V _ч ^{max} - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки, м ³ /час;				
· годовые выбросы:				
$G = (Y_{оз} \times B_{оз} + Y_{вл} \times B_{вл}) \times K_p^{max} \times 10^{-6} + G_{хр} \times K_{нп} \times N_p$, т/год		(6.2.2)	0,00459 т/год	
где:				
Y _{оз} , Y _{вл} - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12;				
		Y _{оз} - 2,36	Y _{вл} - 3,15	
B _{оз} , B _{вл} - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, тонн;				
		B _{оз} - 691,6	B _{вл} - 691,6	
C ₁ - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м ³ , принимается по Приложению 12;				
			3,92	
G _{хр} - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год, принимаются по Приложению 13;				
			0,27	
K _{нп} - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12;				
			0,0029	
N _p - количество резервуаров, шт.				
			1	
Значения концентраций алканы C ₁₂ -C ₁₉ (Растворитель РПК-265П) в пересчете на углерода и сероводороды приведены в Приложении 14 (C _i мас %).				
Максимально-разовый выброс:	M = C _i * M / 100, г/с	(5.2.4)		
Среднегодовые выбросы:	G = C _i * G / 100, т/г	(5.2.5)		
Идентификация состава выбросов				
Определяемый параметр	Углеводороды			
	предельные C ₁₂ -C ₁₉	непредельные	ароматические	сероводород
C _i мас %	99,57	-	0,15	0,28
M _i , г/с	0,0065	-	- ^{*)}	0,000018
G _i , т/г	0,0045742	-	- ^{*)}	0,0000129
*) Условно отнесены к C ₁₂ -C ₁₉				
РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.				

Источник №6008 емкость для бурового шлама;

Исходные данные:			
V		80	м3
n		1	шт.
T		2912,64	час
h		2	м
Секундный выброс загрязняющих веществ в атмосферу рассчитывается по формуле:			
$P_c = F_{om} * g * K_{11}/3,6$			0,0556 г/сек
F _{om} – общая площадь испарения, м ² ;		40	м ²
g – удельный выброс		0,02	кг/ч*м ²
K ₁₁ – коэффициент, зависящий от укрытия емкости.		0,25	
Годовой выброс загрязняющих веществ в атмосферу рассчитывается по формуле:			
$P_g = P_c * T * 3,6/1000$			0,5825 т/год
T- время работы, час			
<i>Сборник методик по расчету выбросов ВВ в атмосферу различными производствами». Алматы, 1996г.</i>			

Источник №6009 емкость масла;

Нефтепродукт: Масло моторное			
Расчет выбросов от резервуаров			

Конструкция резервуара: наземный			
Количество емкости 1 единица объемом 20 м3			
			14,692 м3год
Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)			
Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 15), CMAX=			
			0,24
Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м3, QOZ=			
			7,346
Конц-ия паров нефтеп-ов при заполнении резервуаров в осенне-зимний период, г/м3 (Прил.15), COZ=			
			0,15
Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м3, QVL=			
			7,346
Конц-ия паров нефтеп-ов при заполнении резервуаров в весенне-летний период, г/м3 (Прил.15), CVL=			
			0,15
Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м3/час , VSL=			
			0,05
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.2.1) , GR=(CMAX*VSL)/3600=			
			0,0000033333
Выбросы при закачке в резервуары, т/год (9.2.4) , MZAK=(COZ*QOZ+CVL*QVL)*10^-6=			
			0,0000022038
Удельный выброс при проливах, г/м3 , J=			
			12,5
Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (9.2.5) , MPRR=0.5*J*(QOZ+QVL)*10^-6=			
			0,0000918250
Валовый выброс, т/год (9.2.3) , MR=MZAK+MPRR=			
			0,0000940288
	Масло минеральное нефтяное (2735)	0,000003 г/с	0,000094 т/год

Источник №6010 емкость отработанного масла

Количество емкости 2 единица объемом 3,12 и расход масла 2,5 тонн пр и плотности 0,92кг/м3			
			7,346 м3год
Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)			
Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 15), CMAX=			
			0,24
Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м3, QOZ=			
			3,673
Конц-ия паров нефтеп-ов при заполнении резервуаров в осенне-зимний период, г/м3 (Прил.15), COZ=			
			0,15
Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м3, QVL=			
			3,673
Конц-ия паров нефтеп-ов при заполнении резервуаров в весенне-летний период, г/м3 (Прил.15), CVL=			
			0,15
Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м3/час , VSL=			
			0,05
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.2.1) , GR=(CMAX*VSL)/3600=			
			0,0000033333
Выбросы при закачке в резервуары, т/год (9.2.4) , MZAK=(COZ*QOZ+CVL*QVL)*10^-6=			
			0,0000011019
Удельный выброс при проливах, г/м3 , J=			
			12,5
Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (9.2.5) , MPRR=0.5*J*(QOZ+QVL)*10^-6=			
			0,0000459125
Валовый выброс, т/год (9.2.3) , MR=MZAK+MPRR=			
			0,0000470144
	Масло минеральное нефтяное (2735)	0,000003 г/с	0,000047 т/год

Источник №6011 емкость для хранения ДТ ДЭС, ППУ и ПИ

Источником выбросов загрязняющих веществ является емкость с ГСМ для дизельного топлива, объемом 60м ³ - 1шт.				
источник выбросов - дыхательный клапан.				
Общий расход:		256,18	т/г	
n		1,0	шт.	
h		3,0	м	
d		0,296	м	
Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам [при этом выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам (5.2.4 и 5.2.5)]:				
· максимальные выбросы:				
$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_{\text{ч}}^{\max}}{3600}$				г/с
			(6.2.1)	0,0065
K _p ^{max} - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8;				
V _ч ^{max} - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки, м ³ /час;				
· годовые выбросы:				
$G = (Y_{\text{оз}} \times B_{\text{оз}} + Y_{\text{вл}} \times B_{\text{вл}}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{\text{хр}} \times K_{\text{нп}} \times N_p$				т/год
			(6.2.2)	0,0015
где:				
Y _{оз} , Y _{вл} - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12;				
		Y _{оз} - 2,36		Y _{вл} - 3,15
B _{оз} , B _{вл} - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, тонн;				
		B _{оз} - 128,1		B _{вл} - 128,1
C ₁ - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м ³ , принимается по Приложению 12;				
				3,92
G _{хр} - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год, принимаются по Приложению 13;				
				0,27
K _{нп} - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12;				
				0,0029
N _p - количество резервуаров, шт.				
				1
Значения концентраций алканы C ₁₂ -C ₁₉ (Растворитель РПК-265П) в пересчете на углерода и сероводороды приведены в Приложении 14 (C _i мас %).				
Максимально-разовый выброс: M = C _i * M / 100, г/с				
			(5.2.4)	
Среднегодовые выбросы: G = C _i * G / 100, т/г				
			(5.2.5)	
Идентификация состава выбросов				
Определяемый параметр	Углеводороды			
	предельные C ₁₂ -C ₁₉	непредельные	ароматические	сероводород
C _i мас %	99,57	-	0,15	0,28
M _i , г/с	0,0065	-	-*)	0,000018
G _i , т/г	0,0015	-	-*)	0,000004
*) Условно отнесены к C ₁₂ -C ₁₉				
РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" Астана,				

Источник №6012. Емкость для бензина

Объем РВСа:			40 м ³				
Общий расход:			24,97 т/г				
	n		1 шт.				
	h		2,0 м				
	d		0,01 м				
Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам [при этом выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам (5.2.4 и 5.2.5)]:							
максимальные выбросы:							
$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_{\text{ч}}^{\max}}{3600}, \text{ г/с} \quad (6.2.1) \quad 1,620 \text{ г/с}$							
K _p ^{max} - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8; 1							
V _ч ^{max} - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки, м ³ /час; 6							
· годовые выбросы:							
$G = (Y_{\text{оз}} \times B_{\text{оз}} + Y_{\text{вл}} \times B_{\text{вл}}) \times K_p^{\max} \times 10^6 + G_{\text{хр}} \times K_{\text{нп}} \times N_p, \text{ т/год} \quad (6.2.2) \quad 3,309 \text{ т/год}$							
где:							
Y _{оз} , Y _{вл} - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12; Y _{оз} - 967,2 Y _{вл} - 1331							
B _{оз} , B _{вл} - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, тонн; B _{оз} - 12 B _{вл} - 12,4852							
C ₁ - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м ³ , принимается по Приложению 12; 972							
G _{хр} - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год, принимаются по Приложению 13; 3,28							
K _{нп} - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12; 1,0							
N _p - количество резервуаров, шт. 1,0							
Максимально-разовый выброс: M = C ₁ * M / 100, г/с (5.2.4)							
Среднегодовые выбросы: G = C ₁ * G / 100, т/г (5.2.5)							
Значение (C ₁ мас %) приведены в Приложении 14.							
Определяемый параметр	Углеводороды						
	Предельные		Непредельные (по амиленам)	Ароматические			
	C ₁ -C ₅	C ₆ -C ₁₀		Бензол	Толуол	Ксилол	Этилбензол
C ₁ мас %	75,47	18,38	2,5	2	1,45	0,15	0,05
M _i , г/с	1,2226	0,2978	0,0405	0,0324	0,0235	0,0024	0,0008
G _i , т/г	2,4971	0,6081	0,0827	0,0662	0,0480	0,0050	0,0017
РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.							

Источник №0006-001 Силовой привод буровая установка XJ-650;

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п
2. Временные рекомендации по расчету выбросов от стационарных дизельных установок. Л., 1988

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $BS = 51.6$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $BG = 6.737$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = BS \cdot E / 3600 = 51.6 \cdot 30 / 3600 = 0.43$

Валовый выброс, т/год, $_M = BG \cdot E / 10^3 = 6.737 \cdot 30 / 10^3 = 0.202$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = BS \cdot E / 3600 = 51.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0172$

Валовый выброс, т/год, $_M = BG \cdot E / 10^3 = 6.737 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00808$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = BS \cdot E / 3600 = 51.6 \cdot 39 / 3600 = 0.559$

Валовый выброс, т/год, $_M = BG \cdot E / 10^3 = 6.737 \cdot 39 / 10^3 = 0.263$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = BS \cdot E / 3600 = 51.6 \cdot 10 / 3600 = 0.1433$

Валовый выброс, т/год, $_M = BG \cdot E / 10^3 = 6.737 \cdot 10 / 10^3 = 0.0674$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = BS \cdot E / 3600 = 51.6 \cdot 25 / 3600 = 0.358$

Валовый выброс, т/год, $_M = BG \cdot E / 10^3 = 6.737 \cdot 25 / 10^3 = 0.1684$

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), $E = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = BS \cdot E / 3600 = 51.6 \cdot 12 / 3600 = 0.172$

Валовый выброс, т/год, $_M = BG \cdot E / 10^3 = 6.737 \cdot 12 / 10^3 = 0.0808$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = BS \cdot E / 3600 = 51.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0172$

Валовый выброс, т/год, $_M = BG \cdot E / 10^3 = 6.737 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00808$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = BS \cdot E / 3600 = 51.6 \cdot 5 / 3600 = 0.0717$

Валовый выброс, т/год, $_M = BG \cdot E / 10^3 = 6.737 \cdot 5 / 10^3 = 0.0337$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.4300000	0.2020000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.5590000	0.2630000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0717000	0.0337000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1433000	0.0674000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.3580000	0.1684000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0172000	0.0080800
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0172000	0.0080800
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1720000	0.0808000

Источник №0006-002 ДЭС буровая установка ХJ-650;

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п
2. Временные рекомендации по расчету выбросов от стационарных дизельных установок. Л., 1988

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $BS = 84.28$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $BG = 22.007$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = BS \cdot E / 3600 = 84.28 \cdot 30 / 3600 = 0.702$

Валовый выброс, т/год, $_M = BG \cdot E / 10^3 = 22.007 \cdot 30 / 10^3 = 0.66$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = BS \cdot E / 3600 = 84.28 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0281$

Валовый выброс, т/год, $_M = BG \cdot E / 10^3 = 22.007 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0264$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = BS \cdot E / 3600 = 84.28 \cdot 39 / 3600 = 0.913$

Валовый выброс, т/год, $_M = BG \cdot E / 10^3 = 22.007 \cdot 39 / 10^3 = 0.858$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = BS \cdot E / 3600 = 84.28 \cdot 10 / 3600 = 0.234$

Валовый выброс, т/год, $_M = BG \cdot E / 10^3 = 22.007 \cdot 10 / 10^3 = 0.22$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = BS \cdot E / 3600 = 84.28 \cdot 25 / 3600 = 0.585$

Валовый выброс, т/год, $_M = BG \cdot E / 10^3 = 22.007 \cdot 25 / 10^3 = 0.55$

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), $E = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = BS \cdot E / 3600 = 84.28 \cdot 12 / 3600 = 0.281$

Валовый выброс, т/год, $_M = BG \cdot E / 10^3 = 22.007 \cdot 12 / 10^3 = 0.264$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 84.28 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0281$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 22.007 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0264$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 84.28 \cdot 5 / 3600 = 0.117$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 22.007 \cdot 5 / 10^3 = 0.11$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.7020000	0.6600000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.9130000	0.8580000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.1170000	0.1100000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.2340000	0.2200000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.5850000	0.5500000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0281000	0.0264000
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0281000	0.0264000
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2810000	0.2640000

Источник №0007-001 факел

Наименование: факельная установка
 Тип: Высотная
 Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь
 Тип месторождения: сернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в массовых долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH4)	85.5562712	67.645	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	6.02182131	8.924	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	3.35904286	7.3	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	1.96576575	5.631	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	0.77309722	2.749	72.151	3.2210268
Сероводород(H2S)	2.32188799	3.9	34.082	1.5215
Меркаптаны(RSH)	0.00211363	0.005	48	2.1429

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **19.51053087**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **0.87483**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 1.261581248$$

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):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.261581248 * (800 + 273) / 19.51053087)^{0.5} = 762.1562659$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **1.094329**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{уст} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 1.094329 / (3.141592654 * 0.3^2) = 15.48158842$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 1.094329 * 0.87483 = 957.3518391$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{уст} / W_{3\theta} = 0.02031288 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_m$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 19.5105309) =$$

$$73.44200279$$

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, диоксида азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	19.14703678
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.003	2.872055517
0410	Метан (727*)	0.0005	0.47867592
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	1.914703678

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 957.3518391 * (3.67 * 0.9984000 * 73.4420028 + 0.0000000) - 19.1470368 - 0.4786759 - 1.9147037 = 2554.701987$$

где $[CO2]_m$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

Массовое содержание серы $[S]_m$, %:

$$[S]_m = \sum_{i=1}^N ([i]_m * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^N ([i]_m * 32.066 * x_i / M_s) = 3.672649521$$

где A_s - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_s - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_m$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{so2} , г/с (7):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_m * G * n = 0.02 * 3.672649521 * 957.3518391 * 0.9984 = 70.2078429$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_m * G * (1 - n) = 0.01 * 3.9 * 957.3518391 * (1 - 0.9984) = 0.059738755$$

Мощность выброса меркаптана M_{rsh} , г/с (9):

$$M_{rsh} = 0.01 * [RSH]_m * G * (1 - n) = 0.01 * 0.005 * 957.3518391 * (1 - 0.9984) = 0.000076588$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³: **11502.87**

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (19.51053087)^{0.5} = 0.212019488$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0$$

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):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 2.321887993 + \sum_{i=1}^N ((x + y /$$

$$4) * [C_xH_y]_o - 0) = 11.0160308$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 11.0160308 = 12.0160308$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (11502.87 * (1-0.212019488) * 0.9984) / (12.0160308 * 0.4) = 2682.804539$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

Уточнённая теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С):0.4

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (11502.87 * (1-0.212019488) * 0.9984) / (12.0160308 * 0.4) = 2682.804539$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_I , м³/с (14):

$$V_I = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 1.094329 * 12.0160308 * (273 + 2682.804539) / 273 = 142.3711542$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.3 = 4.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фн} + h_6 = 4.5 + 30 = 34.5$$

где h_6 - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_f , м (29):

$$D_f = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 4.5 + 0.49 * 0.3 = 0.777$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_I / D_f^2 = 1.27 * 142.3711542 / 0.777^2 = 299.4909403$$

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: 384;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	19.14703678	26.46886365
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2.872055517	3.970329547
0410	Метан (727*)	0.47867592	0.661721591
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1.914703678	2.646886365
0380	Диоксид углерода	2554.701987	3531.620027
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни)	70.2078429	97.05532202
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.059738755	0.082582855
1715	Меркаптаны	0.000076588	0.000105875

Источник №0007-002 факел при аварийных ситуациях;

Наименование: факельная установка

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в массовых долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	85.5562712	67.645	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	6.02182131	8.924	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	3.35904286	7.3	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	1.96576575	5.631	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	0.77309722	2.749	72.151	3.2210268
Сероводород(H ₂ S)	2.32188799	3.9	34.082	1.5215
Меркаптаны(RSH)	0.00211363	0.005	48	2.1429

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **19.51053087**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **0.87483**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.261581248$$

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):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.261581248 * (800 + 273) / 19.51053087)^{0.5} = 762.1562659$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **1.094329**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\rho_i * d^2) = 4 * 1.094329 / (3.141592654 * 0.3^2) = 15.48158842$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 1.094329 * 0.87483 = 957.3518391$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.02031288 < 0.2$, горение сажевое.

2.РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_m$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 19.5105309) =$$

$$73.44200279$$

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, диоксида азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	19.14703678
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.003	2.872055517
0410	Метан (727*)	0.0005	0.47867592
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	1.914703678

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 957.3518391 * (3.67 * 0.9984000 * 73.4420028 + 0.0000000) - 19.1470368 - 0.4786759 - 1.9147037 = 2554.701987$$

где $[CO2]_m$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

Массовое содержание серы $[S]_m$, %:

$$[S]_m = \sum_{i=1}^N ([i]_m * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^N ([i]_m * 32.066 * x_i / M_s) = 3.672649521$$

где A_s - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_s - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_m$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{so2} , г/с (7):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_m * G * n = 0.02 * 3.672649521 * 957.3518391 * 0.9984 = 70.2078429$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_m * G * (1-n) = 0.01 * 3.9 * 957.3518391 * (1-0.9984) = 0.059738755$$

Мощность выброса меркаптана M_{rsh} , г/с (9):

$$M_{rsh} = 0.01 * [RSH]_m * G * (1-n) = 0.01 * 0.005 * 957.3518391 * (1-0.9984) = 0.000076588$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q_{nc} , ккал/м³: **11502.87**

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (19.51053087)^{0.5} = 0.212019488$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0$$

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):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x+y)/4) * [CxHy]_o) - [O2]_o = 0.0476 * (1.5 * 2.321887993 + \sum_{i=1}^N ((x+y)/4) * [CxHy]_o) - 0 = 11.0160308$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа

V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 11.0160308 = 12.0160308$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (11502.87 * (1-0.212019488) * 0.9984) / (12.0160308 * 0.4) = 2682.804539$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

Уточнённая теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (11502.87 * (1-0.212019488) * 0.9984) / (12.0160308 * 0.4) = 2682.804539$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_I , м³/с (14):

$$V_I = V * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 1.094329 * 12.0160308 * (273 + 2682.804539) / 273 = 142.3711542$$

Длина факела L_{fn} , м:

$$L_{fn} = 15 * d = 15 * 0.3 = 4.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{fn} + h_6 = 4.5 + 30 = 34.5$$

где h_6 - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_f , м (29):

$$D_f = 0.14 * L_{fn} + 0.49 * d = 0.14 * 4.5 + 0.49 * 0.3 = 0.777$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_l / D_{ф}^2 = 1.27 * 142.3711542 / 0.777^2 = 299.4909403$$

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 t - продолжительность работы факельной установки, ч/год: **72**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	19.14703678	4.962911934
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2.872055517	0.74443679
0410	Метан (727*)	0.47867592	0.124072798
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1.914703678	0.496291193
0380	Диоксид углерода	2554.701987	662.1787551
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни)	70.2078429	18.19787288
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.059738755	0.015484285
1715	Меркаптаны	0.000076588	0.000019852

Источник №0008 резервуары для нефти;

Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.			
Общий объем резервуара	Vp	200 м ³ ;	
Количество РВС	n	6 шт.;	
Высота	h	5 м;	
Диаметр	d	0,5 м;	
Коли/во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года	B	1851,20 т/г;	
Плотность нефти равна	$\rho_{ж}$	0,8560 т/м ³ ;	
Температура начала кипения смеси	T _{нк}	155 °С;	
Вид выброса - паров нефти и бензина; Конструкция резервуара - наземный вертикальный;			
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха;			
Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: $n = B / (гж * V)$	(5.1.8)		10,813
Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитывается по формулам:			
максимальные выбросы			
$M = \frac{0.163 * P_{38} * m * K_t^{max} * K_p^{max} * K_B * V_{ч}^{max}}{10^4}$, г/с	(5.2.1)		12,4597 г/с
годовые выбросы			
$G = \frac{0.294 * P_{38} * m * (K_t^{max} * K_B + K_t^{min}) * K_p^{cp} * K_{об} * B}{10^7 * \rho_{ж}}$, т/г	(5.2.2)		0,3885 т/г
где:			
K_t^{min}, K_t^{max} - опытные коэффициенты (приложение 7);	$K_t^{min} = 0,26$	$K_t^{max} = 0,56$	
K_p^{cp}, K_p^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);	$K_p^{cp} = 0,58$	$K_p^{max} = 0,83$	
P_{38} - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38°С;			46,3
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);			111
$V_{ч}^{max}$ - макси/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из РВСа во время его закачки, м ³ /час;			320
K_b - опытный коэффициент (приложение 9);			1,00
$K_{об}$ - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);			2,5
$гж$ - плотность жидкости, т/м ³ ;			0,856
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;			1851,2
Максимально-разовый выброс: $M = CI * M / 100$, г/с	(5.2.4)		
Среднегодовые выбросы: $G = CI * G / 100$, т/г	(5.2.5)		
(Ci мас %) - согласно состава нефти.			
Идентификация состава выбросов			
Определяемый параметр	Углеводород C1-C5	Сернистый ангидрид SO ₂	
Ci мас %	3,6645	0,03	
Mi, г/с	0,4566	0,0037	
Gi, т/г	0,01424	0,000117	

Источник №6013 скважина;

Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Количество	1		шт.
Время работы	384		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,7234		
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,6372		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0281		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^l Y_{нуj} = \sum_{j=1}^l \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
l – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000096	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0004	г/с	
валовые выбросы, Y _{нуC₁-C₅}	0,0002510	г/с	0,0003470 т/г
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0000111	г/с	0,0000153 т/г
<i>"Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников АО "КазТрансОйл" Астана, 2005"</i>			

Источник №6014 нефтегазосепаратор;

Исходные данные:			
Марка			
Количество	1		шт.
Время работы	384		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,72338		
Для нефти:			
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,037		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0003		доли/ед.
Для газа:			
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,9225		доли/ед.
сероводород, с _{ji}	0,0394		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^i Y_{nyj} = \sum_{j=1}^i \sum_{l=1}^m g_{nyjl} * n_j * x_{nyjl} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{nyj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
i – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{nyj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{nyj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
Для нефти:			
утечки от ФС, g _{nyj}	0,000288		кг/час
утечки от ЗРА, g _{nyj}	0,006588		кг/час
доля утечки ФС, x _{nyj}	0,020		
доля утечки ЗРА, x _{nyj}	0,070		
Для газа:			
утечки от ФС, g _{nyj}	0,00072		кг/час
утечки от ЗРА, g _{nyj}	0,020988		кг/час
доля утечки ФС, x _{nyj}	0,030		
доля утечки ЗРА, x _{nyj}	0,293		
Для нефти:			
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₁-C₅}	0,00005		кг/час
выбросы вредного вещества, Y _{nySO₂}	0,00000		кг/час
Для газа:			
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₁-C₅}	0,0171		кг/час
выбросы вредного вещества, Y _{nyH₂S}	0,0007		кг/час
Для нефти:			
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}	0,00001457	г/с	0,00002015 т/г
валовые выбросы, Y _{nySO₂}	0,00000012	г/с	0,00000016 т/г
Для газа:			
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}	0,0047606	г/с	0,0065811 т/г
выбросы вредного вещества, Y _{nyH₂S}	0,0002033	г/с	0,0002811 т/г

Источник №6015 нефтеналивная эстакада;

Общий расход:		1851,20 т/г			
n		1,0 шт.			
h		2,0 м			
d		0,05 м			
Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам [при этом выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам (5.2.4 и 5.2.5)]:					
· максимальные выбросы:					
$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_{\text{ч}}^{\max}}{3600}, \text{ г/с}$					
			(6.2.1)	0,090694 г/с	
K_p^{\max} - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8; 1					
$V_{\text{ч}}^{\max}$ - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки, м ³ /час; 50					
· годовые выбросы:					
$G = (V_{\text{оз}} \times B_{\text{оз}} + V_{\text{вл}} \times B_{\text{вл}}) \times K_p^{\max} \times 10^6, \text{ т/год}$					
где:			(7.1)	0,00918 т/год	
$Y_{\text{оз}}, Y_{\text{вл}}$ - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12; $Y_{\text{оз}}$ - 4,96 $Y_{\text{вл}}$ - 4,96					
$V_{\text{оз}}, V_{\text{вл}}$ - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, м ³ ; $V_{\text{оз}}$ - 925,6 $V_{\text{вл}}$ - 925,6					
C_1 - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м ³ , принимается по Приложению 12; 6,53					
$G_{\text{хр}}$ - выбросы паров нефтепродуктов при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год, принимаются по Приложению 13; 0,27					
$K_{\text{нп}}$ - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12; 0,0043					
N_p - количество резервуаров, шт. 1					
Значения концентраций алканы C ₁₂ -C ₁₉ (Растворитель РПК-265П) в пересчете на углерода и сероводороды приведены в Приложении 14 (C _i мас %).					
Максимально-разовый выброс: $M = C_1 * M / 100, \text{ г/с}$ (5.2.4)					
Среднегодовые выбросы: $G = C_1 * G / 100, \text{ т/г}$ (5.2.5)					
Идентификация состава выбросов					
Определяемый параметр	Углеводороды				
	предельные C ₁ -C ₅	предельные C ₆ -C ₁₀		предельные C ₁₂ -C ₁₉	
C _i мас %	3,66	42,8		47,93	
M _i , г/с	0,003319	0,0388		0,0435	
G _i , т/г	0,000336	0,00393		0,0044	

Источник №6016 манифольд;

Вредные вещества выбрасываются через неплотности уплотнения, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.

Исходные данные:

Количество	1		шт.
Время работы	384		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,72337962962963		
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	62,68		%
углеводород C ₆ -C ₁₀ , с _{ji}	14,34		%
углеводород C ₆ -C ₁₀ , с _{ji}	15,70		
Фланцы, шт; n _j	39		шт.
ЗРА, шт; n _j	13		шт.

Расчеты:

$$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$$

Y_{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;

I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;

m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;

g_{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);

n_j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);

x_{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);

c_{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).

Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)

Для нефти:

утечки от ФС, g _{нуj}	0,000396	кг/час	0,00021450	г/с
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,012996	кг/час	0,0171295	г/с
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,05			
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,365			
выбросы вредного вещества, Y _{нуC₁-C₅}				
выбросы вредного вещества, Y _{нуSO₂}				
валовые выбросы, Y _{нуC₁-C₅}	0,010871	г/с	0,015028	т/г
валовые выбросы, Y _{нуC₆-C₁₀}	0,002487	г/с	0,003438	т/г
валовые выбросы, Y _{нуC₁₂-C₁₉}	0,002723	г/с	0,003764	т/г

Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового источников АО "Казтрансойл" Астана 2005г

Источник №6017 емкость для топлива;

Источником выбросов загрязняющих веществ является емкость с ГСМ для дизельного топлива, объемом 60м3 - 1шт.				
источник выбросов - дыхательный клапан.				
Общий расход:		28,74	т/г	
n		1,0	шт.	
h		3,0	м	
d		0,3	м	
Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам [при этом выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам (5.2.4 и 5.2.5)]:				
· максимальные выбросы:				
$M = \frac{C_1 \times K_p^{max} \times V_{ч}^{max}}{3600}$				г/с
		(6.2.1)		0,0065
K_p^{max} - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8;				
$V_{ч}^{max}$ - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки, м ³ /час;				
· годовые выбросы:				
$G = (Y_{оз} \times B_{оз} + Y_{вл} \times B_{вл}) \times K_p^{max} \times 10^{-6} + G_{хр} \times K_{нп} \times N_p$				т/год
		(6.2.2)		0,0009
где:				
$Y_{оз}, Y_{вл}$ - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12;				
		$Y_{оз} - 2,36$		$Y_{вл} - 3,15$
$B_{оз}, B_{вл}$ - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, тонн;				
		$B_{оз} - 14,4$		$B_{вл} - 14,4$
C_1 - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м ³ , принимается по Приложению 12;				
				3,92
$G_{хр}$ - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год, принимаются по Приложению 13;				
				0,27
$K_{нп}$ - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12;				
				0,0029
N_p - количество резервуаров, шт.				
				1
Значения концентраций алканы C ₁₂ -C ₁₉ (Растворитель РПК-265П) в пересчете на углерода и сероводороды приведены в Приложении 14 (C _i мас %).				
Максимально-разовый выброс:	$M = C_i * M / 100$, г/с		(5.2.4)	
Среднегодовые выбросы:	$G = C_i * G / 100$, т/г		(5.2.5)	
Идентификация состава выбросов				
Определяемый параметр	Углеводороды			
	предельные C ₁₂ -C ₁₉	непредельные	ароматические	сероводород
C _i мас %	99,57	-	0,15	0,28
M _i , г/с	0,00652	-	- ^{*)}	0,000018
G _i , т/г	0,00086	-	- ^{*)}	0,000002
^{*)} Условно отнесены к C ₁₂ -C ₁₉				
РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.				

Расчеты выбросов вредных веществ при строительстве скважины ВУ-3,4,5,6 – 2 вариант

Источник №6001, расчет выбросов пыли, образуемой при подготовки площадки;

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/пер	120
1.2.	Количество перерабатываемого грунта	Gп	т/пер	1000
1.3.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	т/час	8,33
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$Q = \frac{P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_6 * V * G * 10^6}{3600}$	Q	г/сек	0,01000
	Весовая доля пылевой фракции в материале	P ₁	(табл.1)	0,04
	Доля пыли переходящая в аэрозоль	P ₂	(табл.1)	0,03
	Коэффициент, учитывающий метеоусловий	P ₃	(табл.2)	1,2
	Коэффициент, учитывающий влажность материала	P ₄	(табл.4)	0,01
	Коэффициент, учитывающий местные условия	P ₅	(табл.5)	0,6
	Коэффициент, учитывающий крупность материала	P ₆	(табл.3)	1,0
	Коэффициент, учитывающий высоту пересыпки	V	(табл.7)	0,5
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = Q * t * 3600 / 10^6$	M	т/пер	0,00432
<i>Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приказ МООС РК №100-п от 18.04.2008г.</i>				

Источник №6002 Расчет выбросов пыли, образуемой при работе бульдозеров и экскаваторов

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы	t	час/пер	120
1.2.	Количество перерабатываемого грунта (планировка)	G	т/час	110,00
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$Q = \frac{P_1 * P_2 * P_3 * P_4 * P_5 * P_6 * G * 10^6}{3600}$	Q	г/сек	0,26400
	Весовая доля пылевой фракции в материале	P ₁	(табл.1)	0,04
	Доля пыли переходящая в аэрозоль	P ₂	(табл.1)	0,03
	Коэффициент, учитывающий метеоусловий	P ₃	(табл.2)	1,2
	Коэффициент, учитывающий влажность материала	P ₄	(табл.4)	0,01
	Коэффициент, учитывающий местные условия	P ₅	(табл.5)	1,0
	Коэффициент, учитывающий крупность материала	P ₆	(табл.3)	0,6
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = Q * t * 3600 / 10^6$	M	т/пер	0,11405
<i>Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приказ МООС РК №100-п от 18.04.2008г.</i>				

Источник №6003 Расчет выбросов неорганической пыли, при работе экскаватора

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Грузоподъемность	G	т	30
1.2.	Средняя скорость передвижения	V	км/час	5
1.3.	Число ходок транспорта в час	N	ед/час	2,5
1.4.	Средняя протяженность 1 ходки на участке строительства	L	км	0,035
1.5.	Количество перевезенного груза	M	т	9000
1.6.	Площадь кузова	F	м ²	7,5
1.7.	Число машин, работающих на строительном участке	n	ед	1
1.8.	Время работы	t	ч/пер	120
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$C_1 * C_2 * C_3 * N * L * q_1 * C_6 * C_7$			
	$Q = \frac{C_1 * C_2 * C_3 * N * L * q_1 * C_6 * C_7}{3600} + C_4 * C_5 * C_6 * q_2 * F * n$, г/сек			0,000631
	коэф., зависящий от грузопод.	C ₁	(таблица 9)	1,0
	коэф., учит. ск. скорость передв.	C ₂	(таблица 10)	0,6
	коэф., учит. состояние дорог	C ₃	(таблица 11)	1,0
	пылевыведение на 1 км. пробега	q ₁	г/км	1450
	коэф., учит. профиль поверхности	C ₄		1,4
	коэф., зависящий от скорости обдува	C ₅	(таблица 12)	1,2
	коэф., учит. влажность материала	C ₆	(таблица 4)	0,01
	пылевыведение с единицы площади	q ₂	(таблица 6)	0,004
	коэф., учит. крупность материала	C ₇		0,6
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = Q * t * 3600 / 10^6$	M	т/пер	0,00027

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приказ МООС РК №100-п от 18.04.2008г

Источник №6004, Расчет выбросов пыли, образуемой при уплотнении грунта катками

№ п.п.	Наименование	Обозначение	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Средняя скорость передвижения	V	км/час	3,5
1.2.	Число ходок транспорта в час	N	ед/час	1,0
1.3.	Средняя протяженность 1 ходки на участке строительства	L	км	1,0
1.4.	Время работы	t	час/пер	120
2	Расчет:			
2.1.	Объем пылевыведения, где			
	$C_1 * C_2 * C_3 * N * L * g_1$			
	$M_{сек} = \frac{C_1 * C_2 * C_3 * N * L * g_1}{3600}$	M _{сек}	г/сек	0,1083
	Коэффициент, зависящий от грузоподъемности	C ₁	(табл.9)	1,3
	Коэффициент, учитывающий среднюю скорость передвижения	C ₂	(табл.10)	0,6
	Коэффициент, учитывающий состояние дорог	C ₃	(табл.11)	1,0
	Пылевыведение на 1 км пробега	g ₁	г/км	500
2.2.	Общее пылевыведения*			
	$M = M_{сек} * t * 3600 / 10^6$		т/пер	0,0468

Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приказ МООС РК №100-п от 18.04.2008г.

Источник №0001-001 Насосный блок буровой установки ZJ-70;

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п
2. Временные рекомендации по расчету выбросов от стационарных дизельных установок. Л., 1988

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $BS = 165.1$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $BG = 431.68$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = BS \cdot E / 3600 = 165.1 \cdot 30 / 3600 = 1.376$

Валовый выброс, т/год, $_M = BG \cdot E / 10^3 = 431.68 \cdot 30 / 10^3 = 12.95$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = BS \cdot E / 3600 = 165.1 \cdot 1.2 / 3600 = 0.055$

Валовый выброс, т/год, $_M = BG \cdot E / 10^3 = 431.68 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.518$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = BS \cdot E / 3600 = 165.1 \cdot 39 / 3600 = 1.79$

Валовый выброс, т/год, $_M = BG \cdot E / 10^3 = 431.68 \cdot 39 / 10^3 = 16.84$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = BS \cdot E / 3600 = 165.1 \cdot 10 / 3600 = 0.459$

Валовый выброс, т/год, $_M = BG \cdot E / 10^3 = 431.68 \cdot 10 / 10^3 = 4.32$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = BS \cdot E / 3600 = 165.1 \cdot 25 / 3600 = 1.147$

Валовый выброс, т/год, $_M = BG \cdot E / 10^3 = 431.68 \cdot 25 / 10^3 = 10.8$

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), $E = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = BS \cdot E / 3600 = 165.1 \cdot 12 / 3600 = 0.55$

Валовый выброс, т/год, $_M = BG \cdot E / 10^3 = 431.68 \cdot 12 / 10^3 = 5.18$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = BS \cdot E / 3600 = 165.1 \cdot 1.2 / 3600 = 0.055$

Валовый выброс, т/год, $_M = BG \cdot E / 10^3 = 431.68 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.518$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = BS \cdot E / 3600 = 165.1 \cdot 5 / 3600 = 0.2293$

Валовый выброс, т/год, $_M = BG \cdot E / 10^3 = 431.68 \cdot 5 / 10^3 = 2.16$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.3760000	12.9500000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1.7900000	16.8400000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.2293000	2.1600000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.4590000	4.3200000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1.1470000	10.8000000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0550000	0.5180000
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0550000	0.5180000
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.5500000	5.1800000

Источник №0001-002 ДЭС буровой установки ZJ-70;

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п
2. Временные рекомендации по расчету выбросов от стационарных дизельных установок. Л., 1988

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $BS = 212.4$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $BG = 1110.706$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 212.4 \cdot 30 / 3600 = 1.77$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 1110.706 \cdot 30 / 10^3 = 33.3$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 212.4 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0708$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 1110.706 \cdot 1.2 / 10^3 = 1.333$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 212.4 \cdot 39 / 3600 = 2.3$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 1110.706 \cdot 39 / 10^3 = 43.3$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 212.4 \cdot 10 / 3600 = 0.59$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 1110.706 \cdot 10 / 10^3 = 11.1$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 212.4 \cdot 25 / 3600 = 1.475$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 1110.706 \cdot 25 / 10^3 = 27.77$

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), $E = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 212.4 \cdot 12 / 3600 = 0.708$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 1110.706 \cdot 12 / 10^3 = 13.33$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 212.4 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0708$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 1110.706 \cdot 1.2 / 10^3 = 1.333$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 212.4 \cdot 5 / 3600 = 0.295$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 1110.706 \cdot 5 / 10^3 = 5.55$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.7700000	33.3000000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	2.3000000	43.3000000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.2950000	5.5500000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5900000	11.1000000
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	1.4750000	27.7700000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0708000	1.3330000
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0708000	1.3330000
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.7080000	13.3300000

Источник №0002 цементировочный агрегат;

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п
2. Временные рекомендации по расчету выбросов от стационарных дизельных установок. Л., 1988

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $BS = 25.48$
 Годовой расход дизельного топлива, т/год, $BG = 11.218$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 30$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 25.48 \cdot 30 / 3600 = 0.2123$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 11.218 \cdot 30 / 10^3 = 0.3365$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 25.48 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0085$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 11.218 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.01346$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 25.48 \cdot 39 / 3600 = 0.276$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 11.218 \cdot 39 / 10^3 = 0.4375$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 10$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 25.48 \cdot 10 / 3600 = 0.0708$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 11.218 \cdot 10 / 10^3 = 0.1122$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 25$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 25.48 \cdot 25 / 3600 = 0.177$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 11.218 \cdot 25 / 10^3 = 0.2804$

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), $E = 12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 25.48 \cdot 12 / 3600 = 0.085$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 11.218 \cdot 12 / 10^3 = 0.1346$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 25.48 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0085$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 11.218 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.01346$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 25.48 \cdot 5 / 3600 = 0.0354$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 11.218 \cdot 5 / 10^3 = 0.0561$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2123000	0.3365000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.2760000	0.4375000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0354000	0.0561000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0708000	0.1122000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1770000	0.2804000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0085000	0.0134600
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0085000	0.0134600
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0850000	0.1346000

Источник №0003 передвижная паровая установка (ППУ);

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п
2. Временные рекомендации по расчету выбросов от стационарных дизельных установок. Л., 1988

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $BS = 35$
 Годовой расход дизельного топлива, т/год, $BG = 8.273$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 30$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 35 \cdot 30 / 3600 = 0.2917$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 8.273 \cdot 30 / 10^3 = 0.248$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 35 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01167$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 8.273 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00993$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 35 \cdot 39 / 3600 = 0.379$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 8.273 \cdot 39 / 10^3 = 0.3226$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 35 \cdot 10 / 3600 = 0.0972$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 8.273 \cdot 10 / 10^3 = 0.0827$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 35 \cdot 25 / 3600 = 0.243$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 8.273 \cdot 25 / 10^3 = 0.207$

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), $E = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 35 \cdot 12 / 3600 = 0.1167$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 8.273 \cdot 12 / 10^3 = 0.0993$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 35 \cdot 1.2 / 3600 = 0.01167$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 8.273 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00993$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 35 \cdot 5 / 3600 = 0.0486$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 8.273 \cdot 5 / 10^3 = 0.0414$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2917000	0.2480000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.3790000	0.3226000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0486000	0.0414000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0972000	0.0827000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2430000	0.2070000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0116700	0.0099300
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0116700	0.0099300
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1167000	0.0993000

Источник №0004 ДЭС – для выработки электроэнергии;

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п
2. Временные рекомендации по расчету выбросов от стационарных дизельных установок. Л., 1988

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $BS = 59.1$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $BG = 208.482$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = BS \cdot E / 3600 = 59.1 \cdot 30 / 3600 = 0.4925$

Валовый выброс, т/год, $_M = BG \cdot E / 10^3 = 208.482 \cdot 30 / 10^3 = 6.25$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = BS \cdot E / 3600 = 59.1 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0197$

Валовый выброс, т/год, $_M = BG \cdot E / 10^3 = 208.482 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.25$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = BS \cdot E / 3600 = 59.1 \cdot 39 / 3600 = 0.64$

Валовый выброс, т/год, $_M = BG \cdot E / 10^3 = 208.482 \cdot 39 / 10^3 = 8.13$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = BS \cdot E / 3600 = 59.1 \cdot 10 / 3600 = 0.1642$

Валовый выброс, т/год, $_M = BG \cdot E / 10^3 = 208.482 \cdot 10 / 10^3 = 2.085$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = BS \cdot E / 3600 = 59.1 \cdot 25 / 3600 = 0.4104$

Валовый выброс, т/год, $_M = BG \cdot E / 10^3 = 208.482 \cdot 25 / 10^3 = 5.21$

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), $E = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = BS \cdot E / 3600 = 59.1 \cdot 12 / 3600 = 0.197$

Валовый выброс, т/год, $_M = BG \cdot E / 10^3 = 208.482 \cdot 12 / 10^3 = 2.5$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = BS \cdot E / 3600 = 59.1 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0197$

Валовый выброс, т/год, $_M = BG \cdot E / 10^3 = 208.482 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.25$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = BS \cdot E / 3600 = 59.1 \cdot 5 / 3600 = 0.0821$

Валовый выброс, т/год, $_M = BG \cdot E / 10^3 = 208.482 \cdot 5 / 10^3 = 1.042$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.4925000	6.2500000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.6400000	8.1300000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0821000	1.0420000

ПРИЛОЖЕНИЯ

0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1642000	2.0850000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.4104000	5.2100000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0197000	0.2500000
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0197000	0.2500000
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1970000	2.5000000

Источник №0005 ДЭС – для выработки электроэнергии при аварии;

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п

2. Временные рекомендации по расчету выбросов от стационарных дизельных установок. Л., 1988

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $BS = 59.1$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $BG = 3.404$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = BS \cdot E / 3600 = 59.1 \cdot 30 / 3600 = 0.4925$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = BG \cdot E / 10^3 = 3.404 \cdot 30 / 10^3 = 0.1021$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = BS \cdot E / 3600 = 59.1 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0197$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = BG \cdot E / 10^3 = 3.404 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.004085$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = BS \cdot E / 3600 = 59.1 \cdot 39 / 3600 = 0.64$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = BG \cdot E / 10^3 = 3.404 \cdot 39 / 10^3 = 0.1328$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = BS \cdot E / 3600 = 59.1 \cdot 10 / 3600 = 0.1642$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = BG \cdot E / 10^3 = 3.404 \cdot 10 / 10^3 = 0.03404$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = BS \cdot E / 3600 = 59.1 \cdot 25 / 3600 = 0.4104$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = BG \cdot E / 10^3 = 3.404 \cdot 25 / 10^3 = 0.0851$

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), $E = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $\underline{G} = BS \cdot E / 3600 = 59.1 \cdot 12 / 3600 = 0.197$

Валовый выброс, т/год, $\underline{M} = BG \cdot E / 10^3 = 3.404 \cdot 12 / 10^3 = 0.04085$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = BS \cdot E / 3600 = 59.1 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0197$
 Валовый выброс, т/год, $M_{max} = BG \cdot E / 10^3 = 3.404 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.004085$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = BS \cdot E / 3600 = 59.1 \cdot 5 / 3600 = 0.0821$
 Валовый выброс, т/год, $M_{max} = BG \cdot E / 10^3 = 3.404 \cdot 5 / 10^3 = 0.01702$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.4925000	0.1021000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.6400000	0.1328000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0821000	0.0170200
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1642000	0.0340400
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.4104000	0.0851000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0197000	0.0040850
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0197000	0.0040850
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1970000	0.0408500

Источник №6005 сварочный пост;

Исходные данные:				
Марка электрода;	АНО-4			
Время работы, ч/год;	120			
Расход электрода, кг/год;	100			
Максимальный расход, кг/ч;	0,833			
Валовое количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяют по формуле:				
$M_{год} = \frac{V_{год} \times K_m^x}{10^6} \times (1 - \eta), \text{ т/год} \quad (5.1)$				
где:				
V _{год} - расход применяемого сырья и материалов, кг/год;				
K _m ^x удельный показатель выброса загрязняющего вещества «х» на единицу массы расходуемых (приготавливаемых) сырья и материалов, г/кг, (табл. 1);				
η - степень очистки воздуха в соответствующем аппарате, которым снабжается группа технологических агр/в;				
0				
Максимальный разовый выброс загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в процессах сварки, наплавки, напыления и металлизации, определяют по формуле:				
$M_{сек} = \frac{K_m^x \times V_{час}}{3600} \times (1 - \eta), \text{ г/с} \quad (5.2)$				
где:				
V _{час} - фактический максимальный расход применяемых сырья и материалов, с учетом дискретности работы оборудования, кг/час;				
Используемый материал и его марка	Наименование и удельные количества нормируемых загрязняющих веществ сварочный аэрозоль	в том числе		
		железо оксид	оксид марганца	пыль неорганич.
АНО-4, г/кг	17,8	15,73	1,66	0,41
M _{год} , т/Г	0,00178	0,00157	0,00017	0,00004
M _{сек} , г/с	0,00412	0,00364	0,00038	0,00009
РНД 211.2.02.03-2004. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов), Астана-2004г.				

Источник №6006 Насосная установка для перекачки дизельного топлива

С помощью насосных установок происходит перекачка нефти. В работе находится 1 насос типа «ЦНС-38/110». Параметры выбросов:	
n = 1;	
h = 1,5 м;	
d = 0,01 м;	
T = 20°C;	
Максимальный (разовый) выброс от одной единицы оборудования рассчитываются по формуле:	
$M_{сек} = \frac{Q}{3,6}$, г/с	
Q – удельное выделение загрязняющих веществ, кг/час (табл.8.1-РНД 211.2.09-2004);	
Годовые (валовые) выбросы от одной единицы оборудования рассчитываются по формуле:	
$M_{год} = \frac{Q \cdot T}{10^3}$, т/г	
T – фактический годовой фонд времени работы одной единицы оборудования, час; T	
T = 1634,16 час при испытании 1 скважины;	
Максимальный выброс:	
МУВ= 0,13/3,6 г/с;	0,0361 г/с
Годовой выброс от 1 скважин:	
МУВ= 0,13*288/103 т/г;	0,2124 т/г

Источник №6007 емкость для хранения ДТ ДЭС, ПШУ и ПИ

Источником выбросов загрязняющих веществ является емкость с ГСМ для дизельного топлива, объемом 60м ³ - 1шт.	
источник выбросов - дыхательный клапан.	
Общий расход:	1553,60 т/г
n	1,0 шт.
h	3,0 м
d	0,296 м
Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам [при этом выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам (5.2.4 и 5.2.5)]:	
· максимальные выбросы:	
$M = \frac{C_1 \times K_p^{max} \times V_q^{max}}{3600}$, г/с	(6.2.1) 0,0065 г/с
K _p ^{max} - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8;	
V _q ^{max} - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки, м ³ /час;	
· годовые выбросы:	
$G = (U_{оз} \times B_{оз} + U_{вл} \times B_{вл}) \times K_p^{max} \times 10^{-6} + G_{ХР} \times K_{НП} \times N_p$, т/год	(6.2.2) 0,00506 т/год
где:	
U _{оз} , U _{вл} - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12;	
U _{оз} - 2,36	U _{вл} - 3,15
B _{оз} , B _{вл} - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, тонн;	
B _{оз} - 776,8	B _{вл} - 776,8
C ₁ - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м ³ , принимается по Приложению 12;	
C _{кp} - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год, принимаются по Приложению 13;	
K _{нп} - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12;	
N _p - количество резервуаров, шт.	
Значения концентраций алканы C ₁₂ -C ₁₉ (Растворитель РПК-265П) в пересчете на углерода и сероводороды приведены в Приложении 14 (C _i мас %).	
Максимально-разовый выброс:	M = C _i * M / 100, г/с (5.2.4)
Среднегодовые выбросы:	G = C _i * G / 100, т/г (5.2.5)
Идентификация состава выбросов	
Определяемый параметр	Углеводороды
	предельные C ₁₂ -C ₁₉ непредельные ароматические сероводород
C _i мас %	99,57 - 0,15 0,28
M _i , г/с	0,0065 - - ^{*)} 0,000018
G _i , т/г	0,0050414 - - ^{*)} 0,0000142
*) Условно отнесены к C ₁₂ -C ₁₉	
РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ атмосферу из резервуаров" Астана,	

Источник №6008 емкость для бурового шлама;

Исходные данные:							
V				80	м ³		
n				1	шт.		
T				3268,32	час		
h				2	м		
Секундный выброс загрязняющих веществ в атмосферу рассчитывается по формуле:							
Пс = Fом * g * К11/3,6						0,0556	г/сек
Fом – общая площадь испарения, м ² ;				40	м ²		
g – удельный выброс				0,02	кг/ч*м ²		
К11 – коэффициент, зависящий от укрытия емкости.				0,25			
Годовой выброс загрязняющих веществ в атмосферу рассчитывается по формуле:							
Пг = Пс * T * 3,6/1000						0,6537	т/год
T- время работы, час							
<i>Сборник методик по расчету выбросов ВВ в атмосферу различными производствами». Алматы, 1996г.</i>							

Источник №6009 емкость масла;

Нефтепродукт: Масло моторное							
Расчет выбросов от резервуаров							

Конструкция резервуара: наземный							
Количество емкости 1 единица объемом 20 м ³						16,401	м ³ год
Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)							
Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м ³ (Прил. 15), CMAX=							0,24
Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м ³ , QOZ=							8,2005
Конц-ия паров нефтеп-ов при заполнении резервуаров в осенне-зимний период, г/м ³ (Прил.15), COZ=							0,15
Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м ³ , QVL=							8,2005
Конц-ия паров нефтеп-ов при заполнении резервуаров в весенне-летний период, г/м ³ (Прил.15), CVL=							0,15
Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м ³ /час , VSL=							0,05
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.2.1) , GR=(CMAX*VSL)/3600=							0,0000033333
Выбросы при закачке в резервуары, т/год (9.2.4) , MZAK=(COZ*QOZ+CVL*QVL)*10 ⁻⁶ =							0,0000024602
Удельный выброс при проливах, г/м ³ , J=							12,5
Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (9.2.5) , MPRR=0.5*J*(QOZ+QVL)*10 ^{^(-6)} =							0,0001025063
Валовый выброс, т/год (9.2.3) , MR=MZAK+MPRR=							0,0001049664
Масло минеральное нефтяное (2735)				0,000003	г/с	0,000105	т/год

Источник №6010 емкость отработанного масла

Конструкция резервуара: наземный							
Количество емкости 2 единица объемом 3,12 и расход масла 2,5 тонн пр и плотности 0,92кг/м ³						8,201	м ³ год
Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)							
Максимальная концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м ³ (Прил. 15), CMAX=							0,24
Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний период, м ³ , QOZ=							4,10025
Конц-ия паров нефтеп-ов при заполнении резервуаров в осенне-зимний период, г/м ³ (Прил.15), COZ=							0,15
Количество закачиваемого в резервуар нефтепродукта в весенне-летний период, м ³ , QVL=							4,10025
Конц-ия паров нефтеп-ов при заполнении резервуаров в весенне-летний период, г/м ³ (Прил.15), CVL=							0,15
Объем сливаемого нефтепродукта из автоцистерны в резервуар, м ³ /час , VSL=							0,05
Максимальный из разовых выброс, г/с (9.2.1) , GR=(CMAX*VSL)/3600=							0,0000033333
Выбросы при закачке в резервуары, т/год (9.2.4) , MZAK=(COZ*QOZ+CVL*QVL)*10 ⁻⁶ =							0,0000012301
Удельный выброс при проливах, г/м ³ , J=							12,5
Выбросы паров нефтепродукта при проливах, т/год (9.2.5) , MPRR=0.5*J*(QOZ+QVL)*10 ^{^(-6)} =							0,0000512531
Валовый выброс, т/год (9.2.3) , MR=MZAK+MPRR=							0,0000524832
Масло минеральное нефтяное (2735)				0,000003	г/с	0,000052	т/год

Источник №6011 емкость для хранения ДТ ДЭС, ППУ и ПИ

Источником выбросов загрязняющих веществ является емкость с ГСМ для дизельного топлива, объемом 60м³ - 1шт.

источник выбросов - дыхательный клапан.

Общий расход:		278,57 т/г
n		1,0 шт.
h		3,0 м
d		0,296 м

Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам [при этом выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам (5.2.4 и 5.2.5)]:

· максимальные выбросы:

$$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_{ч}^{\max}}{3600}, \text{ г/с} \quad (6.2.1) \quad 0,0065 \text{ г/с}$$

K_p^{\max} - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8; 1

$V_{ч}^{\max}$ - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки, м³/час; 6

· годовые выбросы:

$$G = (Y_{оз} \times V_{оз} + Y_{вл} \times V_{вл}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{ХР} \times K_{ПП} \times N_p, \text{ т/год} \quad (6.2.2) \quad 0,0016 \text{ т/год}$$

где:

$Y_{оз}, Y_{вл}$ - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12; $Y_{оз} - 2,36$ $Y_{вл} - 3,15$

$V_{оз}, V_{вл}$ - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, тонн; $V_{оз} - 139,3$ $V_{вл} - 139,3$

C_1 - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м³, принимается по Приложению 12; 3,92

$G_{ХР}$ - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год, принимаются по Приложению 13; 0,27

$K_{ПП}$ - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12; 0,0029

N_p - количество резервуаров, шт. 1

Значения концентраций алканы $C_{12}-C_{19}$ (Растворитель РПК-265П) в пересчете на углерода и сероводороды приведены в Приложении 14 (C_i мас %).

Максимально-разовый выброс: $M = C_i * M / 100, \text{ г/с} \quad (5.2.4)$

Среднегодовые выбросы: $G = C_i * G / 100, \text{ т/г} \quad (5.2.5)$

Идентификация состава выбросов

Определяемый параметр	Углеводороды			
	предельные C ₁₂ -C ₁₉	непредельные	ароматические	сероводород
C_i мас %	99,57	-	0,15	0,28
M_i , г/с	0,0065	-	-*)	0,000018
G_i , т/г	0,0015	-	-*)	0,000004

*) Условно отнесены к $C_{12}-C_{19}$

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ атмосферу из резервуаров" Астана.

Источник №6012. Емкость для бензина

Объем РВСа:			40 м ³				
Общий расход:			27,045 т/г				
	n		1 шт.				
	h		2,0 м				
	d		0,01 м				
Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам [при этом выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам (5.2.4 и 5.2.5)]:							
максимальные выбросы:							
$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_{\text{ч}}^{\max}}{3600}, \text{ г/с}$							
						(6.2.1)	1,620 г/с
K _p ^{max} - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8;							
V _ч ^{max} - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки, м ³ /час; 6							
· годовые выбросы:							
$G = (Y_{\text{оз}} \times B_{\text{оз}} + Y_{\text{вл}} \times B_{\text{вл}}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{\text{ХР}} \times K_{\text{ПП}} \times N_p, \text{ т/год}$							
						(6.2.2)	3,311 т/год
где:							
Y _{оз} , Y _{вл} - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12;							
						Y _{оз} -	967,2
						Y _{вл} -	1331
B _{оз} , B _{вл} - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, тонн;							
						B _{оз} -	14
						B _{вл} -	13,5225
C ₁ - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м ³ , принимается по Приложению 12;							
							972
G _{ХР} - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год, принимаются по Приложению 13;							
							3,28
K _{ПП} - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12;							
							1,0
N _p - количество резервуаров, шт.							
							1,0
Максимально-разовый выброс: M = C ₁ * M / 100, г/с							
							(5.2.4)
Среднегодовые выбросы: G = C ₁ * G / 100, т/г							
							(5.2.5)
Значение (C ₁ мас %) приведены в Приложении 14.							
Определяемый параметр	Углеводороды						
	Предельные		Непредельные (по амиленам)	Ароматические			
	C ₁ -C ₅	C ₆ -C ₁₀		Бензол	Толуол	Ксилол	Этилбензол
C ₁ мас %	75,47	18,38	2,5	2	1,45	0,15	0,05
M _i , г/с	1,2226	0,2978	0,0405	0,0324	0,0235	0,0024	0,0008
G _i , т/г	2,4989	0,6086	0,0828	0,0662	0,0480	0,0050	0,0017
РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.							

Источник №0006-001 Силовой привод буровая установка XJ-650;

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п
2. Временные рекомендации по расчету выбросов от стационарных дизельных установок. Л., 1988

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $BS = 51.6$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $BG = 6.737$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 51.6 \cdot 30 / 3600 = 0.43$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 6.737 \cdot 30 / 10^3 = 0.202$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 51.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0172$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 6.737 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00808$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 51.6 \cdot 39 / 3600 = 0.559$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 6.737 \cdot 39 / 10^3 = 0.263$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 51.6 \cdot 10 / 3600 = 0.1433$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 6.737 \cdot 10 / 10^3 = 0.0674$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 51.6 \cdot 25 / 3600 = 0.358$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 6.737 \cdot 25 / 10^3 = 0.1684$

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), $E = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 51.6 \cdot 12 / 3600 = 0.172$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 6.737 \cdot 12 / 10^3 = 0.0808$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 51.6 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0172$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 6.737 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.00808$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 51.6 \cdot 5 / 3600 = 0.0717$

Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 6.737 \cdot 5 / 10^3 = 0.0337$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.4300000	0.2020000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.5590000	0.2630000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0717000	0.0337000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.1433000	0.0674000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.3580000	0.1684000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0172000	0.0080800
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0172000	0.0080800
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.1720000	0.0808000

Источник №0006-002 ДЭС буровая установка ХJ-650;

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п
2. Временные рекомендации по расчету выбросов от стационарных дизельных установок. Л., 1988

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $BS = 84.28$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $BG = 22.007$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = BS \cdot E / 3600 = 84.28 \cdot 30 / 3600 = 0.702$

Валовый выброс, т/год, $M_{val} = BG \cdot E / 10^3 = 22.007 \cdot 30 / 10^3 = 0.66$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = BS \cdot E / 3600 = 84.28 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0281$

Валовый выброс, т/год, $M_{val} = BG \cdot E / 10^3 = 22.007 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0264$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = BS \cdot E / 3600 = 84.28 \cdot 39 / 3600 = 0.913$

Валовый выброс, т/год, $M_{val} = BG \cdot E / 10^3 = 22.007 \cdot 39 / 10^3 = 0.858$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = BS \cdot E / 3600 = 84.28 \cdot 10 / 3600 = 0.234$

Валовый выброс, т/год, $M_{val} = BG \cdot E / 10^3 = 22.007 \cdot 10 / 10^3 = 0.22$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = BS \cdot E / 3600 = 84.28 \cdot 25 / 3600 = 0.585$

Валовый выброс, т/год, $M_{val} = BG \cdot E / 10^3 = 22.007 \cdot 25 / 10^3 = 0.55$

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), $E = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{max} = BS \cdot E / 3600 = 84.28 \cdot 12 / 3600 = 0.281$

Валовый выброс, т/год, $M_{val} = BG \cdot E / 10^3 = 22.007 \cdot 12 / 10^3 = 0.264$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 84.28 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0281$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 22.007 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.0264$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $G = BS \cdot E / 3600 = 84.28 \cdot 5 / 3600 = 0.117$
 Валовый выброс, т/год, $M = BG \cdot E / 10^3 = 22.007 \cdot 5 / 10^3 = 0.11$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс з/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.7020000	0.6600000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.9130000	0.8580000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.1170000	0.1100000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.2340000	0.2200000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.5850000	0.5500000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0281000	0.0264000
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0281000	0.0264000
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.2810000	0.2640000

Источник №0007-001 факел

Наименование: факельная установка
 Тип: Высотная
 Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь
 Тип месторождения: сернистое

1.РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в массовых долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH4)	85.5562712	67.645	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	6.02182131	8.924	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	3.35904286	7.3	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	1.96576575	5.631	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	0.77309722	2.749	72.151	3.2210268
Сероводород(H2S)	2.32188799	3.9	34.082	1.5215
Меркаптаны(RSH)	0.00211363	0.005	48	2.1429

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **19.51053087**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **0.87483**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.261581248$$

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):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.261581248 * (800 + 273) / 19.51053087)^{0.5} = 762.1562659$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **1.094329**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi i * d^2) = 4 * 1.094329 / (3.141592654 * 0.3^2) = 15.48158842$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 1.094329 * 0.87483 = 957.3518391$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.02031288 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_m$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 19.5105309) = 73.44200279$$

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, диоксида азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	19.14703678
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.003	2.872055517
0410	Метан (727*)	0.0005	0.47867592
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	1.914703678

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 957.3518391 * (3.67 * 0.9984000 * 73.4420028 + 0.0000000) - 19.1470368 - 0.4786759 - 1.9147037 = 2554.701987$$

где $[CO2]_m$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

Массовое содержание серы $[S]_m$, %:

$$[S]_m = \sum_{i=1}^N ([i]_m * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^N ([i]_m * 32.066 * x_i / M_s) = 3.672649521$$

где A_s - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_s - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_m$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{so2} , г/с (7):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_m * G * n = 0.02 * 3.672649521 * 957.3518391 * 0.9984 = 70.2078429$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_m * G * (1 - n) = 0.01 * 3.9 * 957.3518391 * (1 - 0.9984) = 0.059738755$$

Мощность выброса меркаптана M_{rsh} , г/с (9):

$$M_{rsh} = 0.01 * [RSH]_m * G * (1 - n) = 0.01 * 0.005 * 957.3518391 * (1 - 0.9984) = 0.000076588$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³: **11502.87**

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (19.51053087)^{0.5} = 0.212019488$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0$$

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):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 2.321887993 + \sum_{i=1}^N ((x + y /$$

$$4) * [C_xH_y]_o - 0) = 11.0160308$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 11.0160308 = 12.0160308$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (11502.87 * (1-0.212019488) * 0.9984) / (12.0160308 * 0.4) = 2682.804539$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

Уточнённая теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С):0.4

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (11502.87 * (1-0.212019488) * 0.9984) / (12.0160308 * 0.4) = 2682.804539$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_I , м³/с (14):

$$V_I = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 1.094329 * 12.0160308 * (273 + 2682.804539) / 273 = 142.3711542$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.3 = 4.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фн} + h_6 = 4.5 + 30 = 34.5$$

где h_6 - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_f , м (29):

$$D_f = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 4.5 + 0.49 * 0.3 = 0.777$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_I / D_f^2 = 1.27 * 142.3711542 / 0.777^2 = 299.4909403$$

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: 384;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	19.14703678	26.46886365
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2.872055517	3.970329547
0410	Метан (727*)	0.47867592	0.661721591
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1.914703678	2.646886365
0380	Диоксид углерода	2554.701987	3531.620027
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни)	70.2078429	97.05532202
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.059738755	0.082582855
1715	Меркаптаны	0.000076588	0.000105875

Источник №0007-002 факел при аварийных ситуациях;

Наименование: факельная установка

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в массовых долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH4)	85.5562712	67.645	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	6.02182131	8.924	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	3.35904286	7.3	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	1.96576575	5.631	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	0.77309722	2.749	72.151	3.2210268
Сероводород(H2S)	2.32188799	3.9	34.082	1.5215
Меркаптаны(RSH)	0.00211363	0.005	48	2.1429

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **19.51053087**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **0.87483**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.261581248$$

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):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.261581248 * (800 + 273) / 19.51053087)^{0.5} = 762.1562659$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **1.094329**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (p_i * d^2) = 4 * 1.094329 / (3.141592654 * 0.3^2) = 15.48158842$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 1.094329 * 0.87483 = 957.3518391$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.02031288 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_m$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 19.5105309) =$$

$$73.44200279$$

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, диоксида азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	19.14703678
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.003	2.872055517
0410	Метан (727*)	0.0005	0.47867592
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	1.914703678

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) * M_{co} * M_{ch4} * M_c = 0.01 * 957.3518391 * (3.67 * 0.9984000 * 73.4420028 + 0.0000000) * 19.1470368 * 0.4786759 * 1.9147037 = 2554.701987$$

где $[CO2]_m$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

Массовое содержание серы $[S]_m$, %:

$$[S]_m = \sum_{i=1}^N ([i]_m * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^N ([i]_m * 32.066 * x_i / M_s) = 3.672649521$$

где A_s - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_s - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_m$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{so2} , г/с (7):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_m * G * n = 0.02 * 3.672649521 * 957.3518391 * 0.9984 = 70.2078429$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_m * G * (1-n) = 0.01 * 3.9 * 957.3518391 * (1-0.9984) = 0.059738755$$

Мощность выброса меркаптана M_{rsh} , г/с (9):

$$M_{rsh} = 0.01 * [RSH]_m * G * (1-n) = 0.01 * 0.005 * 957.3518391 * (1-0.9984) = 0.000076588$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q_{nc} , ккал/м³: **11502.87**

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (19.51053087)^{0.5} = 0.212019488$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0$$

где A_o - атомная масса кислорода;

x_i - количество атомов кислорода;

M_o - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы кислорода;

Стехиометрическое количество воздуха для сжигания 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_o , м³/м³ (13):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 2.321887993 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 0) = 11.0160308$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа

V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 11.0160308 = 12.0160308$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (11502.87 * (1-0.212019488) * 0.9984) / (12.0160308 * 0.4) = 2682.804539$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

Уточнённая теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (11502.87 * (1-0.212019488) * 0.9984) / (12.0160308 * 0.4) = 2682.804539$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_I , м³/с (14):

$$V_I = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 1.094329 * 12.0160308 * (273 + 2682.804539) / 273 = 142.3711542$$

Длина факела L_{fn} , м:

$$L_{fn} = 15 * d = 15 * 0.3 = 4.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{fn} + h_в = 4.5 + 30 = 34.5$$

где $h_в$ - высота факельной установки от уровня земли, м;

5. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W_o)

Диаметр факела D_f , м (29):

$$D_{\phi} = 0.14 * L_{\phi n} + 0.49 * d = 0.14 * 4.5 + 0.49 * 0.3 = 0.777$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_l / D_{\phi}^2 = 1.27 * 142.3711542 / 0.777^2 = 299.4909403$$

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: **72**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	19.14703678	4.962911934
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2.872055517	0.74443679
0410	Метан (727*)	0.47867592	0.124072798
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1.914703678	0.496291193
0380	Диоксид углерода	2554.701987	662.1787551
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни)	70.2078429	18.19787288
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.059738755	0.015484285
1715	Меркаптаны	0.000076588	0.000019852

Источник №0008 резервуары для нефти;

Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.

Общий объем резервуара	V_p	200 м ³ ;
Количество РВС	n	6 шт.;
Высота	h	5 м;
Диаметр	d	0,5 м;
Коли/во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года	B	1851,2 т/г;
Плотность нефти равна	$\rho_{ж}$	0,8560 т/м ³ ;
Температура начала кипения смеси	$T_{нк}$	155 °С;

Вид выброса - паров нефти и бензина; Конструкция резервуара - наземный вертикальный;

Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха;

$$\text{Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: } n = B / (\text{гж} * V) \quad (5.1.8) \quad 10,813$$

Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитывается по формулам:

максимальные выбросы

$$M = \frac{0.163 * P_{38} * m * K_t^{\max} * K_p^{\max} * K_B * V_{ч}^{\max}}{10^4}, \text{ г/с} \quad (5.2.1) \quad 12,4597 \text{ г/с}$$

годовые выбросы

$$G = \frac{0.294 * P_{38} * m * (K_t^{\max} * K_B + K_t^{\min}) * K_p^{\text{cp}} * K_{об} * B}{10^7 * \rho_{ж}}, \text{ т/г} \quad (5.2.2) \quad 0,3885 \text{ т/г}$$

где:

K_t^{\min}, K_t^{\max} - опытные коэффициенты (приложение 7); $K_t^{\min} = 0,26$ $K_t^{\max} = 0,56$

$K_p^{\text{cp}}, K_p^{\max}$ - опытные коэффициенты (приложение 8); $K_p^{\text{cp}} = 0,58$ $K_p^{\max} = 0,83$

P_{38} - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38°С; 46,3

m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5); 111

$V_{ч}^{\max}$ - макси/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из РВСа во время его закачки, м³/час; 320

K_B - опытный коэффициент (приложение 9); 1,00

$K_{об}$ - коэффициент оборачиваемости (приложение 10); 2,5

гж - плотность жидкости, т/м³; 0,856

B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год; 1851,2

$$\text{Максимально-разовый выброс: } M = CI * M / 100, \text{ г/с} \quad (5.2.4)$$

$$\text{Среднегодовые выбросы: } G = CI * G / 100, \text{ т/г} \quad (5.2.5)$$

(CI мас %) - согласно состава нефти.

Идентификация состава выбросов

Определяемый параметр	Углеводород C1-C5	Сернистый ангидрид SO ₂
CI мас %	3,6645	0,03
M_i , г/с	0,4566	0,0037
G_i , т/г	0,01424	0,000117

Источник №6013 скважина;

Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.

Исходные данные:

Количество	1		шт.
Время работы	384		ч/Г
Коэффициент использование оборуд.	0,7234		
углеводород C ₁ -C ₅ , c _{ji}	0,6372		доли/ед.
сернистый ангидрид, c _{ji}	0,0281		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.

Расчеты:

$$Y_{ну} = \sum_{j=1}^l Y_{нуj} = \sum_{j=1}^l \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$$

Y_{ну j} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;

l – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;

m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;

g_{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);

n_j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);

x_{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);

c_{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).

Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)

утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{ну j}	0,0000096	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{ну j}	0,0004	г/с	
валовые выбросы, Y _{нуC₁-C₅}	0,0002510	г/с	0,0003470 т/Г
сернистый ангидрид, c _{ji}	0,0000111	г/с	0,0000153 т/Г

"Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников АО "КазТрансОйл" Астана, 2011"

Источник №6014 нефтегазосеператор;

Исходные данные:			
Марка			
Количество	1		шт.
Время работы	384		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,72338		
Для нефти:			
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,037		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0003		доли/ед.
Для газа:			
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,9225		доли/ед.
сероводород, с _{ji}	0,0394		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^i Y_{нуj} = \sum_{j=1}^i \sum_{l=1}^m g_{нуjl} * n_j * x_{нуjl} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
i – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуjl} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуjl} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
Для нефти:			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288		кг/час
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588		кг/час
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,020		
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,070		
Для газа:			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,00072		кг/час
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,020988		кг/час
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,030		
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,293		
Для нефти:			
выбросы вредного вещества, Y _{нуC₁-C₅}	0,00005		кг/час
выбросы вредного вещества, Y _{нуSO₂}	0,00000		кг/час
Для газа:			
выбросы вредного вещества, Y _{нуC₁-C₅}	0,0171		кг/час
выбросы вредного вещества, Y _{нуH₂S}	0,0007		кг/час
Для нефти:			
валовые выбросы, Y _{нуC₁-C₅}	0,00001457	г/с	0,00002015 т/г
валовые выбросы, Y _{нуSO₂}	0,00000012	г/с	0,00000016 т/г
Для газа:			
валовые выбросы, Y _{нуC₁-C₅}	0,0047606	г/с	0,0065811 т/г
выбросы вредного вещества, Y _{нуH₂S}	0,0002033	г/с	0,0002811 т/г

Источник №6015 нефтеналивная эстакада;

Общий расход:		1851,20	т/г				
n		1,0	шт.				
h		2,0	м				
d		0,05	м				
Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам [при этом выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам (5.2.4 и 5.2.5)]:							
· максимальные выбросы:							
$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_{\text{ч}}^{\max}}{3600}$, г/с	(6.2.1)	0,090694	г/с	
K _p ^{max} - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8; 1							
V _ч ^{max} - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки, м ³ /час; 50							
· годовые выбросы:							
$G = (Y_{\text{оз}} \times B_{\text{оз}} + Y_{\text{вл}} \times B_{\text{вл}}) \times K_p^{\max} \times 10^6$, т/год	(7.1)	0,00918	т/год	
где: Y _{оз} , Y _{вл} - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12; Y _{оз} - 4,96 Y _{вл} - 4,96							
B _{оз} , B _{вл} - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, м ³ ; B _{оз} - 925,6 B _{вл} - 925,6							
C ₁ - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м ³ , принимается по Приложению 12; 6,53							
G _{хр} - выбросы паров нефтепродуктов при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год, принимаются по Приложению 13; 0,27							
K _{пп} - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12; 0,0043							
N _p - количество резервуаров, шт. 1							
Значения концентраций алканы C ₁₂ -C ₁₉ (Растворитель РПК-265П) в пересчете на углерода и сероводороды приведены в Приложении 14 (C _i мас %).							
Максимально-разовый выброс:		M = C _i * M / 100, г/с		(5.2.4)			
Среднегодовые выбросы:		G = C _i * G / 100, т/г		(5.2.5)			
Идентификация состава выбросов							
Определяемый параметр	Углеводороды						
	предельные C ₁ -C ₅	предельные C ₆ -C ₁₀			предельные C ₁₂ -C ₁₉		
C _i мас %	3,66	42,8			47,93		
M _i , г/с	0,003319	0,0388			0,0435		
G _i , т/г	0,000336	0,00393			0,0044		

Источник №6016 манифольд;

Вредные вещества выбрасываются через неплотности уплотнения, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.

Исходные данные:

Количество	1		шт.
Время работы	384		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,72337962962963		
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	62,68		%
углеводород C ₆ -C ₁₀ , с _{ji}	14,34		%
углеводород C ₆ -C ₁₀ , с _{ji}	15,70		
Фланцы, шт; n _j	39		шт.
ЗРА, шт; n _j	13		шт.

Расчеты:

$$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$$

Y_{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;

I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;

m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;

g_{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);

n_j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);

x_{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);

c_{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).

Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)

Для нефти:

утечки от ФС, g _{нуj}	0,000396	кг/час	0,00021450	г/с
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,012996	кг/час	0,0171295	г/с
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,05			
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,365			
выбросы вредного вещества, Y _{нуC₁-C₅}				
выбросы вредного вещества, Y _{нуSO₂}				
валовые выбросы, Y _{нуC₁-C₅}	0,010871	г/с	0,015028	т/г
валовые выбросы, Y _{нуC₆-C₁₀}	0,002487	г/с	0,003438	т/г
валовые выбросы, Y _{нуC₁₂-C₁₉}	0,002723	г/с	0,003764	т/г

Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового источников АО "Казтрансойл" Астана 2005г

Источник №6017 емкость для топлива;

Источником выбросов загрязняющих веществ является емкость с ГСМ для дизельного топлива, объемом 60м3 - 1шт.				
источник выбросов - дыхательный клапан.				
Общий расход:		28,74	т/г	
n		1,0	шт.	
h		3,0	м	
d		0,3	м	
Выбросы паров нефтепродуктов рассчитываются по формулам [при этом выбросы индивидуальных компонентов по группам рассчитываются по формулам (5.2.4 и 5.2.5)]:				
· максимальные выбросы:				
$M = \frac{C_1 \times K_p^{\max} \times V_{\text{ч}}^{\max}}{3600}$				г/с
		(6.2.1)		0,0065
K _p ^{max} - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8;				
V _ч ^{max} - макс/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из резервуаров во время его закачки, м ³ /час;				
				6
· годовые выбросы:				
$G = (Y_{\text{оз}} \times B_{\text{оз}} + Y_{\text{вл}} \times B_{\text{вл}}) \times K_p^{\max} \times 10^{-6} + G_{\text{хр}} \times K_{\text{нп}} \times N_p$				т/год
		(6.2.2)		0,0009
где:				
Y _{оз} , Y _{вл} - средние удельные выбросы из резервуара соответственно в осенне-зимний и весенне-летний периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12;				
		Y _{оз} - 2,36		Y _{вл} - 3,15
B _{оз} , B _{вл} - Количество закачиваемой в резервуар нефтепродукта в осенне-зимний и весенне-летний период, тонн;				
		B _{оз} - 14,4		B _{вл} - 14,4
C ₁ - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м ³ , принимается по Приложению 12;				
				3,92
G _{хр} - выбросы паров нефтепродуктов при хранении бензина автомобильного в одном резервуаре, т/год, принимаются по Приложению 13;				
				0,27
K _{нп} - опытный коэффициент, принимается по Приложению 12;				
				0,0029
N _p - количество резервуаров, шт.				
				1
Значения концентраций алканы C ₁₂ -C ₁₉ (Растворитель РПК-265П) в пересчете на углерода и сероводороды приведены в Приложении 14 (C _i мас %).				
Максимально-разовый выброс:		M = C _i * M / 100, г/с		(5.2.4)
Среднегодовые выбросы:		G = C _i * G / 100, т/г		(5.2.5)
Идентификация состава выбросов				
Определяемый параметр	Углеводороды			
	предельные C ₁₂ -C ₁₉	непредельные	ароматические	сероводород
C _i мас %	99,57	-	0,15	0,28
M _i , г/с	0,00652	-	- ^{*)}	0,000018
G _i , т/г	0,00086	-	- ^{*)}	0,000002
*) Условно отнесены к C ₁₂ -C ₁₉				
РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.				

Расчеты выбросов вредных веществ при эксплуатации на 2021г

Источник №0001 – Резервуар

Резервуары 5000			
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.			
Общий объем резервуара	Vp	1000 м ³ ;	
Количество РВС	n	1,00 шт.;	
Высота	h	10 м;	
Диаметр	d	0,5 м;	
Коли/во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года	V	45330,0 т/г;	
Плотность нефти равна	ρж	0,856 т/м ³ ;	
Температура начала кипения смеси		120 С ⁰ ;	
Вид выброса - паров нефти и бензина; Конструкция резервуара - наземный вертикальный;			
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха;			
Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = V / (гж * V)		(5.1.8)	52,96
Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитывается по формулам:			
максимальные выбросы			
$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{\max} \times K_p^{\max} \times K_B \times V_{\text{ч}}^{\max}}{10^4}, \text{ г/с}$		(5.2.1)	7,453 г/с
годовые выбросы			
$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{\max} \times K_B + K_t^{\min}) \times K_p^{\text{cp}} \times K_{\text{об}} \times V}{10^7 \times \rho_{\text{ж}}}, \text{ т/г}$		(5.2.2)	3,08 т/г
где:			
K _t ^{min} , K _t ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 7);		K _t ^{min} = 0,26	K _t ^{max} = 0,56
K _p ^{cp} , K _p ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);		K _p ^{cp} = 0,63	K _p ^{max} = 0,90
P ₃₈ - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38 ⁰ С;			45
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);			63
V _ч ^{max} - макси/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из РВСа во время его закачки, м ³ /час			320
K _B - опытный коэффициент (приложение 9);			1,00
K _{об} - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);			1,35
гж - плотность жидкости, т/м ³ ;			0,856
V - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;			45330,00
Значения концентраций паров бензинов (предельных), бензола, толуола ¹ и сероводорода были взяты с компонентного состава нефти (Сi мас %).			
Максимально-разовый выброс: M = Сi * M / 100, г/с		(5.2.4)	
Среднегодовые выбросы: G = Сi * G / 100, т/г		(5.2.5)	
Идентификация состава выбросов			
Определяемый параметр	предельные		
	C1-C5	SO2	
Сi мас %	3,6645	0,03	
Mi, г/с	0,2731	0,0022	
Gi, т/г	0,1128	0,00092	

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.

Источник №0002-001 – Факел

Площадка: м-е Урихтау эксплуатация 2021 г
 Цех: Факельная установка
 Источник: 0002
 Наименование: факельная установка
 Тип: Высотная
 Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь
 Тип месторождения: сернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в массовых долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH4)	85.5562712	67.645	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	6.02182131	8.924	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	3.35904286	7.3	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	1.96576575	5.631	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	0.77309722	2.749	72.151	3.2210268
Сероводород(H2S)	2.32188799	3.9	34.082	1.5215
Меркаптаны(RSH)	0.00211363	0.005	48	2.1429

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **19.51053087**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **0.875**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.261581248$$

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):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.261581248 * (800 + 273) / 19.51053087)^{0.5} = 762.1562659$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.723983**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.723983 / (3.141592654 * 0.3^2) = 10.24226428$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.723983 * 0.875 = 633.485125$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.013438536 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_m$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 19.5105309) = 73.44200279$$

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, диоксида азота, сажи
 M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	12.6697025
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.003	1.900455375
0410	Метан (727*)	0.0005	0.316742563
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	1.26697025

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 633.4851250 * (3.67 * 0.9984000 * 73.4420028 + 0.0000000) - 12.6697025 - 0.3167426 - 1.2669703 = 1690.46075$$

где $[CO2]_m$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

Массовое содержание серы $[S]_m$, %:

$$[S]_m = \sum_{i=1}^N ([i]_m * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^N ([i]_m * 32.064 * x_i / M_s) = 3.672420453$$

где A_s - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_s - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_m$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{so2} , г/с (7):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_m * G * n = 0.02 * 3.672420453 * 633.485125 * 0.9984 = 46.45402904$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_m * G * (1-n) = 0.01 * 3.9 * 633.485125 * (1-0.9984) = 0.039529472$$

Мощность выброса меркаптана M_{rsh} , г/с (9):

$$M_{rsh} = 0.01 * [RSH]_m * G * (1-n) = 0.01 * 0.005 * 633.485125 * (1-0.9984) = 0.000050679$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³: **11502.87**

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (19.51053087)^{0.5} = 0.212$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0$$

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):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 2.321887993 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 0) = 11.0160308$$

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 11.0160308 = 12.0160308$$

где x - число атомов углерода;

y - число атомов водорода;

Количество газовой смеси, полученное при сжигании 1 м³ углеводородной смеси и природного газа V_{nc} , м³/м³ (12):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 11.0160308 = 12.0160308$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (11502.87 * (1-0.212) * 0.9984) / (12.0160308 * 0.4) = 2682.851103$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

Уточнённая теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (11502.87 * (1-0.212) * 0.9984) / (12.0160308 * 0.4) = 2682.851103$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.723983 * 12.0160308 * (273 + 2682.851103) / 273 = 94.19097833$$

Длина факела L_{fn} , м:

$$L_{fn} = 15 * d = 15 * 0.3 = 4.5$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{fn} + h_e = 4.5 + 35 = 39.5$$

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_f , м (29):

$$D_f = 0.14 * L_{fn} + 0.49 * d = 0.14 * 4.5 + 0.49 * 0.3 = 0.777$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_f^2 = 1.27 * 94.19097833 / 0.777^2 = 198.1394673$$

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: **8520**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	12.6697025	388.6051151
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.900455375	58.29076726
0410	Метан (727*)	0.316742563	9.71512788
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1.26697025	38.86051151
0380	Диоксид углерода	1690.46075	51849.81212
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни)	46.45402904	1424.837979

ПРИЛОЖЕНИЯ

0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.039529472	1.212447959
1715	Меркаптаны	0.000050679	0.00155442

Источник №0002-002 – Факел при аварий

Факелы служат для сжигания газа. Выброс происходит через трубу.

n	l	Наименование вещества	УВ
		Оксид углерода CO	0,02
h	20 м	Метан и другие углево-ды в пересчете на CH ₄	0,0005
d	0,32 м	Оксид азота в пересчете на диоксид азота NO ₂	0,003
T	800 °C	Сажа С	0,002
		Диоксид серы SO ₂	2,17
p	0,87483 кг/м ³		
коэфф.	3,8580	Мощность выброса метана, оксида углерода, оксида азота (в пересчете на диоксид азота) сероводорода и сажи равно:	
T	72 ч/Г	M _{CO} = 12,667285 г/с	3,283360 т/пер
За год сжигается:	187 656 м ³	M _{CH4} = 0,316682 г/с	0,082084 т/пер
Часовой расход:	2606,33803 м ³ /ч	M _{NO2} = 1,900093 г/с	0,492504 т/пер
Секундный расход:	0,7239828 м ³ /с	M _{САЖА} = 1,266728 г/с	0,328336 т/пер
M = УВ * G, г/с		M _{H2S} = 0,039522 г/с	0,010244 т/пер
M _{H2S} = 0,01*[H2S]m*G(1-n)		M мерк= 0,0000506691 г/с	0,000013133 т/пер
G = 1000 * V * p, г/с	633,36 г/с	M SO ₂ = 46,421993 г/с	12,032581 т/пер
			16,2291
Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:			
M _{CO2} = 0,01*G*{3,67*n*[C] _m +1[CO ₂] _m }-M _{CO} -M _{CH4} -M _C , г/с		2165,014 г/с	561,171527 т/Г
n	0,9984		
[C] _m = 100 * K _C * Q _{нк} , % мас.	93,863 %		
K _C =	0,000		
Q _{нк} =	11502,87 ккал/м ³		
Низшая теплота сгорания сжигаемой смеси, ккал/м ³ , значение которого по данным лабораторного анализа			
Q _{нк} =85,5*[CH ₄]+152*[C ₂ H ₆]+218*[C ₃ H ₈]+283*[C ₄ H ₁₀]+349*[C ₅ H ₁₂]			
согласно компонентного состава газа			
Расход выбрасываемой в атмосферу газоконденсатной смеси принимает вид:		[CH ₄]	67,645
V ₁ =V*V _{пс} *(273+Tr)/273, м ³ /с		[C ₂ H ₆]	8,924
V _{пс} = 1 + a * V ₀ , м ³ /м ³		[C ₃ H ₈]	7,300
a		[C ₄ H ₁₀]	5,631
V ₀		[C ₅ H ₁₂]	2,749
		H ₂ S	3,9
		RSH	0,005
		S	3,6706
Скорость истечения сжигаемой газоконденсатной смеси W _{ист} рассчитывается по формуле:			
W _{ист} = 1,27 * V ₁ /d ² ,		557,6044 м/с	

Источник №6001 – АГЗУ

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Марка			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,031709792		
углеводород C1-C5	0,6372		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0281		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{I=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
с _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000096	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0003843	г/с	
валовые выбросы, Y _{нуC1-C5}	0,000251	г/с	0,007915 т/г
валовые выбросы, Y _{нуSO2}	0,000011	г/с	0,000349 т/г
<i>"Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников АО "КазТрансОйл", Астана, 2005г.</i>			

Источник №6002 – УПОГ

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Марка			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,031709792		
углеводород C1-C5	0,6372		доли/ед.
сернистый ангидрид, сji	0,0281		доли/ед.
Фланцы, шт; nj	6		шт.
ЗРА, шт; nj	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1} Y_{нуj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000096	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0003843	г/с	
валовые выбросы, Y _{нуC1-C5}	0,000251	г/с	0,007915 т/г
валовые выбросы, Y _{нуSO2}	0,000011	г/с	0,000349 т/г
<i>"Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников АО "КазТрансОйл", Астана, 2005г.</i>			

Источник №6003 – Нефтегазосепаратор

ПРИЛОЖЕНИЯ

Исходные данные:			
Марка			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,03171		
Для нефти:			
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,037		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0003		доли/ед.
Для газа:			
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,9225		доли/ед.
сероводород, с _{ji}	0,0394		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^l Y_{нуj} = \sum_{j=1}^l \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
l – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
Для нефти:			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288		кг/час
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588		кг/час
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,020		
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,070		
Для газа:			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,00072		кг/час
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,020988		кг/час
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,030		
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,293		
Для нефти:			
выбросы вредного вещества, Y _{нуC₁-C₅}	0,00005		кг/час
выбросы вредного вещества, Y _{нуSO₂}	0,00000		кг/час
Для газа:			
выбросы вредного вещества, Y _{нуC₁-C₅}	0,0171		кг/час
выбросы вредного вещества, Y _{нуH₂S}	0,0007		кг/час
Для нефти:			
валовые выбросы, Y _{нуC₁-C₅}	0,00001457	г/с	0,00045962 т/г
валовые выбросы, Y _{нуSO₂}	0,00000012	г/с	0,00000373 т/г
Для газа:			
валовые выбросы, Y _{нуC₁-C₅}	0,0047606	г/с	0,1501311 т/г
выбросы вредного вещества, Y _{нуH₂S}	0,0002033	г/с	0,0064121 т/г
<i>"Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников АО "КазТрансОйл", Астана, 2005г.</i>			

Источник №6004 – ЕП

ПРИЛОЖЕНИЯ

Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Местонахождение оборудования			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,03170979198376		
углеводород C1-C5, сji	0,0370		доли/ед.
сернистый ангидрид, сji	0,0003		доли/ед.
Фланцы, шт; nj	6		шт.
ЗРА, шт; nj	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^I Y_{nyj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
$Y_{nyj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;}$			
$I - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.};$			
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.};$			
$g_{nyj} - \text{величина утечки потока } i - \text{го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);}$			
$n_j - \text{число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{го вида, (на устье скважин - запорно-регулирующей арматуры, фланцев);}$			
$x_{nyj} - \text{доля уплотнений на потоке } i - \text{го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);}$			
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).}$			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, гнуj	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, гнуj	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, хнуj	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, хнуj	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Ynyj	0,0000096	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Ynyj	0,0003843	г/с	
выбросы вредного вещества, YnyC1-C5	0,000015	г/с	0,00046 т/год
выбросы вредного вещества, YnySO2	0,00000012	г/с	0,0000037 т/год
<i>"Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников АО "КазТрансОйл", Астана, 2005г</i>			

Источник №6005 – КСУ

Исходные данные:			
Марка			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/Г
Коэффициент использование оборуд.	0,03171		
Для нефти:			
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,037		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0003		доли/ед.
Для газа:			
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,9225		доли/ед.
сероводород, с _{ji}	0,0394		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^i Y_{нуj} = \sum_{j=1}^i \sum_{I=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{ну j} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
с _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
Для нефти:			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
Для газа:			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,00072	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,020988	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,03	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,293	доли/ед	
Для нефти:			
суммарная утечка от ФС, Y _{ну j}	0,0000096	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{ну j}	0,0003843	г/с	
Для газа:			
суммарная утечка от ФС, Y _{ну j}	0,0000360	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{ну j}	0,0051246	г/с	
Для нефти:			
валовые выбросы, Y _{ну} C ₁ -C ₅	0,00001	г/с	
валовые выбросы, Y _{ну} SO ₂	0,0000001	г/с	
Для газа:			
валовые выбросы, Y _{ну} C ₁ -C ₅	0,00476	г/с	
выбросы вредного вещества, Y _{ну} H ₂ S	0,0002033	г/с	
валовые выбросы, Y _{ну} C ₁ -C ₅	0,0048	г/с	0,15059 т/Г
валовые выбросы, Y _{ну} SO ₂	0,00000012	г/с	0,0000037
валовые выбросы, Y _{ну} H ₂ S	0,000203	г/с	0,00641 т/Г

Источник №6006-6007 – Насосная установка

Исходные данные:			
Марка			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,031709792		
Углеводороды C ₁ -C ₅	0,037		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0003		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
с _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000096	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0003843	г/с	
валовые выбросы, Y _{нуC₁-C₅}	0,0000146	г/с	0,000460 т/г
валовые выбросы, Y _{нуSO₂}	0,0000001182	г/с	0,00000373 т/г
<i>"Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников АО "КазТрансОйл", Астана, 2005г.</i>			

Источник №6008 – Факельный сепаратор

ПРИЛОЖЕНИЯ

Исходные данные:			
Марка			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,031709792		
Углеводороды C ₁ -C ₅	0,9225		доли/ед.
сероводород, с _{ji}	0,0394		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{ny} = \sum_{j=1} Y_{nyj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
<p>Y_{nyj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;</p> <p>I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;</p> <p>m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;</p> <p>g_{nyj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);</p> <p>n_j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);</p> <p>x_{nyj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);</p> <p>c_{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).</p> <p>Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)</p>			
утечки от ФС, g _{nyj}	0,00072	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{nyj}	0,020988	кг/час	
доля утечки ФС, x _{nyj}	0,03	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{nyj}	0,293	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{nyj}	0,0000360	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{nyj}	0,0051246	г/с	
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}	0,004761	г/с	0,150131 т/г
Сернистый ангидрид	0,00020333	г/с	0,0064121 т/г
<i>"Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников АО "КазТрансОйл", Астана, 2005г.</i>			

Источник №6009 – ЕП-2

Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.

Исходные данные:

Местонахождение оборудования				
Количество		1		шт.
Время работы		8760		ч/г
Коэффициент использования оборуд.		0,03170979198376		
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}		0,0370		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}		0,0003		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j		6		шт.
ЗРА, шт; n _j		3		шт.

Расчеты:

$$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{l=1}^m g_{нуjl} * n_j * x_{нуjl} * c_{ji}, \quad \text{где}$$

Y _{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;				
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;				
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;				
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);				
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);				
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);				
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).				
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)				
утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час		
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час		
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед		
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед		
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000096	г/с		
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0003843	г/с		
выбросы вредного вещества, Y _{нуC₁-C₅}	0,000015	г/с	0,000460	т/год
выбросы вредного вещества, Y _{нуSO₂}	0,00000012	г/с	0,00000373	т/год

"Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников АО "КазТрансОйл", Астана, 2005г

Источник №6010 Факельный сепаратор

Исходные данные:			
Марка			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборудования	0,031709792		
Углеводороды C ₁ -C ₅	0,9225		доли/ед.
сероводород, с _{ji}	0,0394		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^m Y_{нуj} = \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
<p>Y_{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;</p>			
<p>I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;</p>			
<p>m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;</p>			
<p>g_{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);</p>			
<p>n_j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);</p>			
<p>x_{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);</p>			
<p>c_{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).</p>			
<p>Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)</p>			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,00072	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,020988	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,03	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,293	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000360	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0051246	г/с	
валовые выбросы, Y _{нуC₁-C₅}	0,004761	г/с	0,150131 т/г
Сернистый ангидрид	0,00020333	г/с	0,0064121 т/г
<p>"Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников АО "КазТрансОйл", Астана, 2005г.</p>			

Источник №6011 – ЕП-3

Исходные данные:				
Местонахождение оборудования				
Количество	1			шт.
Время работы	8760			ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,03170979198376			
углеводород C1-C5, сji	0,0370			доли/ед.
сернистый ангидрид, сji	0,0003			доли/ед.
Фланцы, шт; nj	6			шт.
ЗРА, шт; nj	3			шт.
Расчеты:				
$Y_{ny} = \sum_{j=1}^l Y_{nyj} = \sum_{j=1}^l \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji} \quad \text{где}$				
$Y_{nyj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения}$				
$\text{в целом по установке (предприятию), мг/с;}$				
$l - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных}$				
$\text{выбросах в целом по установке (предприятии), шт.};$				
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по}$				
$\text{установке (предприятии), шт.};$				
$g_{nyj} - \text{величина утечки потока } i - \text{го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см.}$				
приложение 1);				
$n_j - \text{число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{го вида, (на устье скважин – запорно-}$				
$\text{регулирующей арматуры, фланцев);}$				
$x_{nyj} - \text{доля уплотнений на потоке } i - \text{го вида, потерявших герметичность, в долях}$				
$\text{единицы (см. приложение 1);}$				
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{м потоке в долях}$				
$\text{единицы (согласно компонентного состава нефти).}$				
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-				
регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)				
утечки от ФС, гнуj	0,000288	кг/час		
утечки от ЗРА, гнуj	0,006588	кг/час		
доля утечки ФС, хнуj	0,02	доли/ед		
доля утечки ЗРА, хнуj	0,07	доли/ед		
суммарная утечка от ФС, Ynyj	0,0000096	г/с		
суммарная утечка от ЗРА, Ynyj	0,0003843	г/с		
выбросы вредного вещества, YnyC1-C5	0,000015	г/с	0,000460	т/год
выбросы вредного вещества, YnySO2	0,00000012	г/с	0,00000373	т/год
<i>"Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников АО "КазТрансОйл", Астана, 2005г</i>				

Источник №6012-6013 – Насосная установка

Исходные данные:			
Марка			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,031709792		
Углеводороды C ₁ -C ₅	0,037		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0003		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{nyj} = \sum_{j=1}^I Y_{nyj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{nyj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{nyj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{nyj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{nyj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{nyj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{nyj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{nyj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{nyj}	0,0000096	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{nyj}	0,0003843	г/с	
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}	0,0000146	г/с	0,000460 т/г
валовые выбросы, Y _{nySO₂}	0,0000001182	г/с	0,00000373 т/г
<i>"Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников АО "КазТрансОйл", Астана, 2005г.</i>			

Источник №6014-6015 – Насосная установка

Исходные данные:			
Марка			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,031709792		
Углеводороды C ₁ -C ₅	0,037		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0003		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji} \quad \text{где}$			
Y _{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000096	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0003843	г/с	
валовые выбросы, Y _{нуC₁-C₅}	0,0000146	г/с	0,000460 т/г
валовые выбросы, Y _{нуSO₂}	0,0000001182	г/с	0,00000373 т/г

Источник 6016. Установка БДР

№	Наименование	Обозначен	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы установки	<i>t</i>	час/год	8760
1.2.	Плотность метанола	<i>p</i>	кг/м ³	0,94
2	Расчет:			
2.1.	<i>P_i</i> - количество вредных выбросов, кг/ч;			
$P_i = 0,001 * (5,38 + (4,1 * W)) * F * P_i * \sqrt{M_i} * X_i$		<i>P_i</i>	кг/час	0,11692495
			г/сек	0,0324792
Среднегодовая скорость ветра в денном географическом пункте, м/с согласно справки Казгидромета		<i>W</i>		4,7
Площадь разлившейся жидкости;Количество утечек жидкости 10 см ² /ч (см. таб.1 «Методикой расчета неорганизованных выбросов газоперерабатывающих установок. РД39-0148306-413-88). Температура жидкости тж = 40 °С.		<i>F</i>	м ²	0,01
Давление насыщ-го пара <i>i</i> -го вещества, мм рт.ст., определяется по рис. 1 при температуре жидкости тж 40 0С;		<i>P_i</i>		83,8
Молекулярная масса <i>i</i> -го вещества;		<i>M_i</i>	кг/кмоль	32,04
				5,660389
Мольная доля <i>i</i> -го вещества в жидкости, для однокомпонентной жидкости;		<i>X_i</i>		1
2.2.	Общее			
$P_{мет} = P_{сек} * t * 3600 / 1000000$		<i>P_{мет}</i>	т/год	1,02426

Источник №6017 – ЕП-4

Выбросы загрязняющих веществ через фланцевые соединения и запорно-регулирующую арматуру				
Расчет выбросов через фланцевые соединения и запорно-регулирующую арматуру выполнен в соответствии с				
"Методикой расчета неорганизованных выбросов газоперерабатывающих установок. РД39-0148306-413-88				
Исходные данные:				
1.	Количество фланцевых соединений (ФС), пфс	4	ед	
2.	Количество запорно-регулирующей арматуры (ЗРА),пзра	2	ед.	
3.	Величины утечек неподвижных уплотнений (ФС), гну _j	0,00027	кг/час	Приложение 1
4.	Величины утечек ЗРА , гну _j	0,013	кг/час	Приложение 1
5.	Годовое время работы оборудования	8760	час/год	
6.	Процент потерявшей герметичности уплотнений ЗРА, h- в долях единицы	37	%	0,37
7.	Процент потерявшей герметичности уплотнений ФС,h- в долях единицы	5	%	0,05
8.	Плотность метанола	0,94	кг/м ³	
Расчет выбросов метанола через ФС и ЗРА от установки нагнетания:				
	$P_{метанол, кг/час} = P_{зра} * g_{нуj} * h + P_{фс} * g_{нуj} * h$	0,009674	кг/час	
	P метанол, г/сек	0,0026872	г/сек	
	P метанол, т/год	0,0847442	т/год	
	Итого общие выбросы по метанолу:	0,0026872	г/сек	
		0,0847442	т/год	

Источник №6018 – ЕП-5

Исходные данные:			
Местонахождение оборудования			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,03170979198376		
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,0370		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0003		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{nyj} = \sum_{j=1}^l Y_{nyj} = \sum_{j=1}^l \sum_{m=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji} \quad \text{где}$			
$Y_{nyj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;}$			
$l - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.};$			
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.};$			
$g_{nyj} - \text{величина утечки потока } i - \text{го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);}$			
$n_j - \text{число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);}$			
$x_{nyj} - \text{доля уплотнений на потоке } i - \text{го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);}$			
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).}$			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{nyj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{nyj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{nyj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{nyj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{nyj}	0,0000096	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{nyj}	0,0003843	г/с	
выбросы вредного вещества, Y _{nyC₁-C₅}	0,000015	г/с	0,00046 <i>m/zod</i>
выбросы вредного вещества, Y _{nySO₂}	0,00000012	г/с	0,0000037 <i>m/zod</i>

Источник №6019 – СОД газ

Исходные данные:			
Марка			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборудования	0,031709792		
Углеводороды C1-C5	0,9225		доли/ед.
сероводород, с _{ji}	0,0394		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
<p>$Y_{нуj}$ – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;</p> <p>I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;</p> <p>m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;</p> <p>$g_{нуj}$ – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);</p> <p>n_j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);</p> <p>$x_{нуj}$ – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);</p> <p>c_{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).</p> <p>Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)</p>			
утечки от ФС, $g_{нуj}$	0,00072	кг/час	
утечки от ЗРА, $g_{нуj}$	0,020988	кг/час	
доля утечки ФС, $x_{нуj}$	0,03	доли/ед	
доля утечки ЗРА, $x_{нуj}$	0,293	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, $Y_{нуj}$	0,0000360	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, $Y_{нуj}$	0,0051246	г/с	
валовые выбросы, $Y_{нуC1-C5}$	0,004761	г/с	0,150131 т/г
Сернистый ангидрид	0,00020333	г/с	0,0064121 т/г

Источник №6020 – СОД нефть

Исходные данные:				
Местонахождение оборудования				
Количество	1			шт.
Время работы	8760			ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,03170979198376			
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,0370			доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0003			доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6			шт.
ЗРА, шт; n _j	3			шт.
Расчеты:				
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{l=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
Y _{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;				
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;				
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;				
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);				
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);				
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);				
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).				
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)				
утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час		
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час		
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед		
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед		
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000096	г/с		
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0003843	г/с		
выбросы вредного вещества, Y _{нуC₁-C₅}	0,000015	г/с	0,00046	т/год
выбросы вредного вещества, Y _{нуSO₂}	0,00000012	г/с	0,0000037	т/год

Источник №6021 – Газосепаратор

Исходные данные:			
Марка			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборудования	0,031709792		
Углеводороды C ₁ -C ₅	0,9225		доли/ед.
сероводород, с _{ji}	0,0394		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^m Y_{нуj} = \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
$Y_{нуj}$ – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
$g_{нуj}$ – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n_j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
$x_{нуj}$ – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c_{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, $g_{нуj}$	0,00072	кг/час	
утечки от ЗРА, $g_{нуj}$	0,020988	кг/час	
доля утечки ФС, $x_{нуj}$	0,03	доли/ед	
доля утечки ЗРА, $x_{нуj}$	0,293	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, $Y_{нуj}$	0,0000360	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, $Y_{нуj}$	0,0051246	г/с	
валовые выбросы, $Y_{нуC1-C5}$	0,004761	г/с	0,150131 т/г
Сернистый ангидрид	0,00020333	г/с	0,0064121 т/г

Источник №6022 – Компрессор

Исходные данные:			
Марка			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборудования	0,031709792		
Углеводороды C ₁ -C ₅	0,9225		доли/ед.
сероводород, с _{ji}	0,0394		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	4		шт.
ЗРА, шт; n _j	2		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуij} * n_j * x_{нуij} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
$Y_{нуj}$ – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
$g_{нуij}$ – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n_j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
$x_{нуij}$ – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c_{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, $g_{нуj}$	0,00072	кг/час	
утечки от ЗРА, $g_{нуj}$	0,020988	кг/час	
доля утечки ФС, $x_{нуj}$	0,03	доли/ед	
доля утечки ЗРА, $x_{нуj}$	0,293	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, $Y_{нуj}$	0,0000240	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, $Y_{нуj}$	0,0034164	г/с	
валовые выбросы, $Y_{нуC1-C5}$	0,003174	г/с	0,100087 т/г
Сернистый ангидрид	0,00013555	г/с	0,0042747 т/г

Источник №6023 – Установка осушки газа

Исходные данные:			
Марка			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборудования	0,031709792		
Углеводороды C1-C5	0,9225		доли/ед.
сероводород, с _{ji}	0,0394		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	4		шт.
ЗРА, шт; n _j	2		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{I=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
с _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,00072	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,020988	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,03	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,293	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000240	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0034164	г/с	
валовые выбросы, Y _{нуC1-C5}	0,003174	г/с	0,100087 т/г
Сернистый ангидрид	0,00013555	г/с	0,0042747 т/г

Источник №6022-6023 – Скважины

Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Количество	2		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,0317097920		
углеводород C1-C5, сji	0,6372		доли/ед.
сернистый ангидрид, сji	0,0281		доли/ед.
Фланцы, шт; nj	12		шт.
ЗРА, шт; nj	6		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуij} * n_j * X_{нуij} * c_{ji}$			
Y _{ну j} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
с _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, г _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, г _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{ну j}	0,0000192	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{ну j}	0,0007686	г/с	
выбросы вредного вещества, Y _{нуC1-C5}	0,00050	г/с	0,01583 <i>т/год</i>
выбросы вредного вещества, Y _{нуSO2}	0,00002	г/с	0,00070 <i>т/год</i>

Расчеты выбросов вредных веществ при эксплуатации на 2022г

Источник №0001 – Резервуар

Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.			
Общий объем резервуара	Vp	1000 м ³ ;	
Количество РВС	n	1,00 шт.;	
Высота	h	10 м;	
Диаметр	d	0,5 м;	
Коли/во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года	B	45680,0 т/г;	
Плотность нефти равна	ρж	0,856 т/м ³ ;	
Температура начала кипения смеси		120 С ⁰ ;	
Вид выброса - паров нефти и бензина; Конструкция резервуара - наземный вертикальный;			
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха;			
Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: n = B / (гж * V)		(5.1.8)	53,36
Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитывается по формулам:			
максимальные выбросы			
$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{\max} \times K_p^{\max} \times K_B \times V_{\text{ч}}^{\max}}{10^4}, \text{ г/с}$		(5.2.1)	7,453 г/с
годовые выбросы			
$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{\max} \times K_B + K_t^{\min}) \times K_p^{\text{cp}} \times K_{\text{об}} \times B}{10^7 \times \rho_{\text{ж}}}, \text{ т/г}$		(5.2.2)	3,10 т/г
где:			
K _t ^{min} , K _t ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 7);		K _t ^{min} = 0,26	K _t ^{max} = 0,56
K _p ^{cp} , K _p ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);		K _p ^{cp} = 0,63	K _p ^{max} = 0,90
P ₃₈ - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38°С;			45
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);			63
V _ч ^{max} - макси/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из РВСа во время его закачки, м ³ /час			320
K _B - опытный коэффициент (приложение 9);			1,00
K _{об} - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);			1,35
гж - плотность жидкости, т/м ³ ;			0,856
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;			45680,00
Значения концентраций паров бензинов (предельных), бензола, толуола ¹ и сероводорода были взяты с компонентного состава нефти (C _i мас %).			
Максимально-разовый выброс: M = C _i * M / 100, г/с		(5.2.4)	
Среднегодовые выбросы: G = C _i * G / 100, т/г		(5.2.5)	
Идентификация состава выбросов			
Определяемый параметр	предельные		
	C ₁ -C ₅	SO ₂	
C _i мас %	3,6645	0,03	
M _i , г/с	0,2731	0,0022	
G _i , т/г	0,1137	0,00093	

РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.

Источник №0002-001 – Факел

Площадка: м-е Восточный Урихтау эксплуатация 2022 г

Цех: Факельная установка

Источник: 0002

Наименование: факельная установка

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в массовых долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH4)	100	67.645	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	0	8.924	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	0	7.3	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	0	5.631	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	0	2.749	72.151	3.2210268
Сероводород(H2S)	0	3.9	34.082	1.5215
Меркаптаны(RSH)	0.00211363	0.005	48	2.1429

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3, (5)): **16.04401455**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **0.875**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.31$$

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):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.31 * (800 + 273) / 16.04401455)^{0.5} = 856.4461854$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.738832**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.738832 / (3.141592654 * 35^2) = 0.000767927$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.738832 * 0.875 = 646.478$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000000897 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_m$, % (прил.3, (8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 16.0440145) = 74.7958287$$

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, диоксида азота, сажи
 M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	12.9295600
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.003	1.9394340
0410	Метан (727*)	0.0005	0.3232390
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	1.2929560

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 646.4780000 * (3.67 * 0.9984000 * 74.7958287 + 0.0000000) - 12.9295600 - 0.3232390 - 1.2929560 = 1757.201486$$

где $[CO2]_m$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

Массовое содержание серы $[S]_m$, %:

$$[S]_m = \sum_{i=1}^N ([i]_m * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^N ([i]_m * 32.064 * x_i / M_s) = 3.672420453$$

где A_s - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_s - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_m$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{so2} , г/с (7):

$$M_{so2} = 0.02 * [S]_m * G * n = 0.02 * 3.672420453 * 646.478 * 0.9984 = 47.40680814$$

Мощность выброса сероводорода M_{h2s} , г/с (8):

$$M_{h2s} = 0.01 * [H2S]_m * G * (1-n) = 0.01 * 3.9 * 646.478 * (1-0.9984) = 0.040340227$$

Мощность выброса меркаптана M_{rsh} , г/с (9):

$$M_{rsh} = 0.01 * [RSH]_m * G * (1-n) = 0.01 * 0.005 * 646.478 * (1-0.9984) = 0.000051718$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³: 0

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (16.04401455)^{0.5} = 0.192$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0$$

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):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 0) = 9.52$$

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):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 9.52 = 10.52$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (0 * (1-0.192) * 0.9984) / (10.52 * 0.4) = 800$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

при условии, что $800 < T_o < 1000$, $C_{nc} = 0.36$

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (0 * (1-0.192) * 0.9984) / (10.52 * 0.36) = 800$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_I , м³/с (14):

$$V_I = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.738832 * 10.52 * (273 + 800) / 273 = 30.54910646$$

Длина факела L_{fn} , м:

$$L_{fn} = 15 * d = 15 * 35 = 525$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{fn} + h_s = 525 + 0.32 = 525.32$$

где h_s - 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):

$$D_\phi = 0.14 * L_{fn} + 0.49 * d = 0.14 * 525 + 0.49 * 35 = 90.65$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_I / D_\phi^2 = 1.27 * 30.54910646 / 90.65^2 = 0.004721355$$

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: **6984;**

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	12.92956	325.0801693
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.939434	48.7620254
0410	Метан (727*)	0.323239	8.127004234
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1.292956	32.50801693
0380	Диоксид углерода	1757.201486	44180.26264
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни)	47.40680814	1191.920933
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.040340227	1.014250128
1715	Меркаптаны	0.000051718	0.001300321

Источник №0002-002 – Факел при аварии

Факелы служат для сжигания газа. Выброс происходит через трубу.			
n	1	Наименование вещества	УВ
h	20 м	Оксид углерода CO	0,02
d	0,32 м	Метан и другие углево-ды в пересчете на CH ₄	0,0005
T	800 °C	Оксид азота в пересчете на диоксид азота NO ₂	0,003
		Сажа С	0,002
		Диоксид серы SO ₂	2,17
p	0,87483 кг/м ³		
коэфф.	3,8580	Мощность выброса метана, оксида углерода, оксида азота (в пересчете на диоксид азота) сероводорода и сажи равно:	
T	72 ч/Г	M _{CO} =	12,927090 г/с 3,350702 т/пер
За год сжигается:	191 505 м ³	M _{CH4} =	0,323177 г/с 0,083768 т/пер
Часовой расход:	2659,79381 м ³ /ч	M _{NO2} =	1,939064 г/с 0,502605 т/пер
Секундный расход:	0,7388316 м ³ /с	M _{САЖА} =	1,292709 г/с 0,335070 т/пер
M = УВ * G, г/с		M _{H2S} =	0,040333 г/с 0,010454 т/пер
M _{H2S} = 0,01*[H2S] _{мг} *G(1-п)		M мерк=	0,0000517084 г/с 0,000013403 т/пер
G = 1000 * V * p, г/с	646,35 г/с	M SO ₂ =	47,374104 г/с 12,279368 т/пер
			16,5620
Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:			
M _{CO2} = 0,01*G*{3,67*n*[C] _{мг} + [Co ₂] _{мг} }-M _{CO} -M _{CH4} -M _C , г/с			2209,418 г/с 572,681111 т/Г
n	0,9984		
[C] _{мг} = 100 * K _C * Q _{нк} , % мас.	93,863 %		
K _C =	0,000		
Q _{нк} =	11502,87 ккал/м ³		
Низшая теплота сгорания сжигаемой смеси, ккал/м ³ , значение которого по данным лабораторного анализа			
Q _{нк} =85,5*[CH4]+152[C2H6]+218[C3H8]+283[C4H10]+349[C5H12]			
согласно компонентного состава газа			
Расход выбрасываемой в атмосферу газоконденсатной смеси		[CH4]	67,645
принимает вид:		[C2H6]	8,924
V ₁ =V*V _{пс} *(273+Tr)/273, м ³ /с	45,8817 м ³ /с	[C3H8]	7,300
V _{пс} = 1 + a * V _о , м ³ /м ³	15,8	[C4H10]	5,631
a	1,00	[C5H12]	2,749
V _о	14,8	H2S	3,9
		RSH	0,005
		S	3,6706
Скорость истечения сжигаемой газоконденсатной смеси W _{ист} рассчитывается по формуле:			
W _{ист} = 1,27 * V ₁ /d ² ,	569,0408 м/с		

Источник №6001 – АГЗУ

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Марка			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,031709792		
углеводород C1-C5	0,6372		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0281		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1} Y_{нуj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{ну j} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{ну j}	0,0000096	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{ну j}	0,0003843	г/с	
валовые выбросы, Y _{нуC1-C5}	0,000251	г/с	0,007915 т/г
валовые выбросы, Y _{нуSO2}	0,000011	г/с	0,000349 т/г
<i>"Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников АО "КазТрансОйл", Астана, 2005г.</i>			

Источник №6002 – УПОГ

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Марка			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,031709792		
углеводород C1-C5	0,6372		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0281		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1} Y_{нуj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{ну j} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{ну j}	0,0000096	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{ну j}	0,0003843	г/с	
валовые выбросы, Y _{нуC1-C5}	0,000251	г/с	0,007915 т/г
валовые выбросы, Y _{нуSO2}	0,000011	г/с	0,000349 т/г
<i>"Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников АО "КазТрансОйл", Астана, 2005г.</i>			

Источник №6003 – Нефтегазосепаратор

Исходные данные:			
Марка			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,03171		
Для нефти:			
углеводород C1-C5, сji	0,037		доли/ед.
сернистый ангидрид, сji	0,0003		доли/ед.
Для газа:			
углеводород C1-C5, сji	0,9225		доли/ед.
сероводород, сji	0,0394		доли/ед.
Фланцы, шт; nj	6		шт.
ЗРА, шт; nj	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
с _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
Для нефти:			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288		кг/час
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588		кг/час
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,020		
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,070		
Для газа:			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,00072		кг/час
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,020988		кг/час
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,030		
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,293		
Для нефти:			
выбросы вредного вещества, Y _{нуC1-C5}	0,00005		кг/час
выбросы вредного вещества, Y _{нуSO2}	0,00000		кг/час
Для газа:			
выбросы вредного вещества, Y _{нуC1-C5}	0,0171		кг/час
выбросы вредного вещества, Y _{нуH2S}	0,0007		кг/час
Для нефти:			
валовые выбросы, Y _{нуC1-C5}	0,00001457	г/с	0,00045962 т/г
валовые выбросы, Y _{нуSO2}	0,00000012	г/с	0,00000373 т/г
Для газа:			
валовые выбросы, Y _{нуC1-C5}	0,0047606	г/с	0,1501311 т/г
выбросы вредного вещества, Y _{нуH2S}	0,0002033	г/с	0,0064121 т/г
<i>"Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников АО "КазТрансОйл", Астана, 2005г.</i>			

Источник №6004 – ЕП

Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.

Исходные данные:

Местонахождение оборудования			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,03170979198376		
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,0370		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0003		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.

Расчеты:

$$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{l=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$$

Y _{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000096	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0003843	г/с	
выбросы вредного вещества, Y _{нуC₁-C₅}	0,000015	г/с	0,00046 т/год
выбросы вредного вещества, Y _{нуSO₂}	0,00000012	г/с	0,0000037 т/год

"Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников АО "КазТрансОйл", Астана, 2005г

Источник №6005 – КСУ

Исходные данные:			
Марка			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,03171		
Для нефти:			
углеводород C1-C5, сji	0,037		доли/ед.
сернистый ангидрид, сji	0,0003		доли/ед.
Для газа:			
углеводород C1-C5, сji	0,9225		доли/ед.
сероводород, сji	0,0394		доли/ед.
Фланцы, шт; nj	6		шт.
ЗРА, шт; nj	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^l Y_{нуj} = \sum_{j=1}^l \sum_{i=1}^m g_{нуj} * \eta_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
l – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
nj – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
сji – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
Для нефти:			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
Для газа:			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,00072	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,020988	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,03	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,293	доли/ед	
Для нефти:			
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000096	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0003843	г/с	
Для газа:			
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000360	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0051246	г/с	
Для нефти:			
валовые выбросы, Y _{нуC1-C5}	0,00001	г/с	
валовые выбросы, Y _{нуSO2}	0,0000001	г/с	
Для газа:			
валовые выбросы, Y _{нуC1-C5}	0,00476	г/с	
выбросы вредного вещества, Y _{нуH2S}	0,0002033	г/с	
валовые выбросы, Y _{нуC1-C5}	0,0048	г/с	0,15059 т/г
валовые выбросы, Y _{нуSO2}	0,00000012	г/с	0,0000037 т/г
валовые выбросы, Y _{нуH2S}	0,000203	г/с	0,00641 т/г

Источник №6006-6007 – Насосная установка

Исходные данные:			
Марка			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,031709792		
Углеводороды C ₁ -C ₅	0,037		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0003		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{nyj} = \sum_{j=1}^l Y_{nyj} = \sum_{j=1}^l \sum_{i=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{nyj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
l – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{nyj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{nyj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{nyj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{nyj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{nyj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{nyj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{nyj}	0,0000096	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{nyj}	0,0003843	г/с	
валовые выбросы, Y _{nyC₁-C₅}	0,0000146	г/с	0,000460 т/г
валовые выбросы, Y _{nySO₂}	0,0000001182	г/с	0,00000373 т/г
<i>"Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников АО "КазТрансОйл", Астана, 2005г.</i>			

Источник №6008 – Факельный сепаратор

Исходные данные:			
Марка			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,031709792		
Углеводороды C ₁ -C ₅	0,9225		доли/ед.
сероводород, с _{ji}	0,0394		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
<p>Y_{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;</p> <p>I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;</p> <p>m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;</p> <p>g_{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);</p> <p>n_j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);</p> <p>x_{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);</p> <p>c_{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).</p> <p>Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)</p>			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,00072	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,020988	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,03	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,293	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000360	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0051246	г/с	
валовые выбросы, Y _{нуC₁-C₅}	0,004761	г/с	0,150131 т/г
Сернистый ангидрид	0,00020333	г/с	0,0064121 т/г
<i>"Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников АО "КазТрансОйл", Астана, 2005г.</i>			

Источник №6009 – ЕП-2

Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Местонахождение оборудования			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,03170979198376		
углеводород C1-C5, с _{ji}	0,0370		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0003		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{nu} = \sum_{j=1}^l Y_{nuj} = \sum_{j=1}^l \sum_{i=1}^m g_{nuj} * n_j * x_{nuj} * c_{ji} \quad \text{где}$			
Y _{nu j} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
l – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{nuj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{nuj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, г _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, г _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, х _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, х _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{ну j}	0,0000096	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{ну j}	0,0003843	г/с	
выбросы вредного вещества, Y _{нуC1-C5}	0,000015	г/с	0,000460 т/год
выбросы вредного вещества, Y _{нуSO2}	0,00000012	г/с	0,00000373 т/год
<i>"Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников АО "КазТрансОйл", Астана, 2005г</i>			

Источник №6010 Факельный сепаратор

Исходные данные:				
Марка				
Количество		1		шт.
Время работы		8760		ч/г
Коэффициент использования обо		0,031709792		
Углеводороды C ₁ -C ₅		0,9225		доли/ед.
сероводород, с _{ji}		0,0394		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j		6		шт.
ЗРА, шт; n _j		3		шт.
Расчеты:				
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{l=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
<p>Y_{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;</p> <p>I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;</p> <p>m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;</p> <p>g_{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);</p> <p>n_j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);</p> <p>x_{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);</p> <p>c_{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).</p> <p>Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)</p>				
утечки от ФС, g _{нуj}		0,00072	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}		0,020988	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}		0,03	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}		0,293	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}		0,0000360	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}		0,0051246	г/с	
валовые выбросы, Y _{нуC₁-C₅}		0,004761	г/с	0,150131 т/г
Сернистый ангидрид		0,00020333	г/с	0,0064121 т/г
<i>"Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников АО "КазТрансОйл", Астана, 2005г.</i>				

Источник №6011 – ЕП-3

Исходные данные:			
Местонахождение оборудования			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,03170979198376		
углеводород C1-C5, с _{ji}	0,0370		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0003		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{l=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000096	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0003843	г/с	
выбросы вредного вещества, Y _{нуC1-C5}	0,000015	г/с	0,000460 т/год
выбросы вредного вещества, Y _{нуSO2}	0,00000012	г/с	0,00000373 т/год

"Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников АО "КазТрансОйл", Астана, 2005г

Источник №6012-6013 – Насосная установка

Исходные данные:			
Марка			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/Г
Коэффициент использования оборуд.	0,031709792		
Углеводороды C1-C5	0,037		доли/ед.
сернистый ангидрид, сji	0,0003		доли/ед.
Фланцы, шт; nj	6		шт.
ЗРА, шт; nj	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{I=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
с _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000096	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0003843	г/с	
валовые выбросы, Y _{нуC1-C5}	0,0000146	г/с	0,000460 т/Г
валовые выбросы, Y _{нуSO2}	0,0000001182	г/с	0,00000373 т/Г
<i>"Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников АО "КазТрансОйл", Астана, 2005г.</i>			

Источник №6014-6015 – Насосная установка

Исходные данные:			
Марка			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,031709792		
Углеводороды C1-C5	0,037		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0003		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
с _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000096	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0003843	г/с	
валовые выбросы, Y _{нуC1-C5}	0,0000146	г/с	0,000460 т/г
валовые выбросы, Y _{нуSO2}	0,0000001182	г/с	0,00000373 т/г

Источник 6016. Установка БДР

№	Наименование	Обозначен	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы установки	t	час/год	8760
1.2.	Плотность метанола	ρ	кг/м ³	0,94
2	Расчет:			
2.1.	Π_i - количество вредных выбросов, кг/ч;			
	$\Pi_i = 0,001 * (5,38 + (4,1 * W)) * F * P_i * \sqrt{M_i} * X_i$	Π_i	кг/час	0,11692495
			г/сек	0,0324792
	Среднегодовая скорость ветра в денном географическом пункте, м/с согласно справки Казгидромета	W		4,7
	Площадь разлившейся жидкости;Количество утечек жидкости 10 см2/ч (см. таб.1 «Методикой расчета неорганизованных выбросов газоперерабатывающих установок. РД39-0148306-413-88). Температура жидкости тж = 40 °С.	F	м ²	0,01
	Давление насыщ-го пара i -го вещества, мм рт.ст., определяется по рис. 1 при температуре жидкости тж 40 0С;	P_i		83,8
	Молекулярная масса i -го вещества;	M_i	кг/кмоль	32,04
				5,660389
	Мольная доля i -го вещества в жидкости, для однокомпонентной жидкости;	X_i		1
2.2.	Общее			
	$\Pi_{мет} = \Pi_{сек} * t * 3600 / 1000000$	$\Pi_{мет}$	т/год	1,02426

Источник №6017 – ЕП-4

Выбросы загрязняющих веществ через фланцевые соединения и запорно-регулирующую арматуру				
Расчет выбросов через фланцевые соединения и запорно-регулирующую арматуру выполнен в соответствии с "Методикой расчета неорганизованных выбросов газоперерабатывающих установок. РД39-0148306-413-88				
Исходные данные:				
1.	Количество фланцевых соединений (ФС), Пфс	4	ед	
2.	Количество запорно-регулирующей арматуры (ЗРА),Пзра	2	ед.	
3.	Величины утечек неподвижных уплотнений (ФС), гнуj	0,00027	кг/час	Приложение 1
4.	Величины утечек ЗРА , гнуj	0,013	кг/час	Приложение 1
5.	Годовое время работы оборудования	8760	час/год	
6.	Процент потерявшей герметичности уплотнений ЗРА, h- в долях единицы	37	%	0,37
7.	Процент потерявшей герметичности уплотнений ФС,h- в долях единицы	5	%	0,05
8.	Плотность метанола	0,94	кг/м ³	
Расчет выбросов метанола через ФС и ЗРА от установки нагнетания:				
	$\Pi_{метанол, к/час} = \text{Пзра} * \text{гнуj} * h + \text{Пфс} * \text{гнуj} * h$	0,009674	кг/час	
	$\Pi_{метанол, г/сек}$	0,0026872	г/сек	
	$\Pi_{метанол, т/год}$	0,0847442	т/год	
	Итого общие выбросы по метанолу:	0,0026872	г/сек	
		0,0847442	т/год	

Источник №6018 – ЕП-5

Исходные данные:			
Местонахождение оборудования			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,03170979198376		
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,0370		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0003		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000096	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0003843	г/с	
выбросы вредного вещества, Y _{нуC₁-C₅}	0,000015	г/с	0,00046 т/год
выбросы вредного вещества, Y _{нуSO₂}	0,00000012	г/с	0,0000037 т/год

Источник №6019 – СОД газ

Исходные данные:				
Марка				
Количество	1			шт.
Время работы	8760			ч/г
Коэффициент использования оборудования	0,031709792			
Углеводороды C ₁ -C ₅	0,9225			доли/ед.
сероводород, с _{ji}	0,0394			доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6			шт.
ЗРА, шт; n _j	3			шт.
Расчеты:				
$Y_{ну} = \sum_{j=1} Y_{нуj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
$Y_{нуj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения}$				
$\text{в целом по установке (предприятию), мг/с;}$				
$I - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных}$				
$\text{выбросах в целом по установке (предприятии), шт.};$				
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по}$				
$\text{установке (предприятии), шт.};$				
$g_{нуj} - \text{величина утечки потока } i - \text{го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см.}$				
приложение 1);				
$n_j - \text{число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{го вида, (на устье скважин – запорно-}$				
$\text{регулирующей арматуры, фланцев);}$				
$x_{нуj} - \text{доля уплотнений на потоке } i - \text{го вида, потерявших герметичность, в долях}$				
$\text{единицы (см. приложение 1);}$				
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{м потоке в долях}$				
$\text{единицы (согласно компонентного состава нефти).}$				
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)				
утечки от ФС, g _{нуj}	0,00072	кг/час		
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,020988	кг/час		
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,03	доли/ед		
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,293	доли/ед		
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000360	г/с		
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0051246	г/с		
валовые выбросы, Y _{нуC₁-C₅}	0,004761	г/с	0,150131	т/г
Сернистый ангидрид	0,00020333	г/с	0,0064121	т/г

Источник №6020 – СОД нефть

Исходные данные:			
Местонахождение оборудования			
Количество	1		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,03170979198376		
углеводород C1-C5, сji	0,0370		доли/ед.
сернистый ангидрид, сji	0,0003		доли/ед.
Фланцы, шт; nj	6		шт.
ЗРА, шт; nj	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{m=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
$Y_{нуj} - \text{ суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения}$			
$\text{в целом по установке (предприятию), мг/с;}$			
$I - \text{ общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных}$			
$\text{выбросах в целом по установке (предприятии), шт.};$			
$m - \text{ общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по}$			
$\text{установке (предприятии), шт.};$			
$g_{нуj} - \text{ величина утечки потока } i - \text{ го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см.}$			
приложение 1);			
$n_j - \text{ число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{ го вида, (на устье скважин – запорно-}$			
$\text{регулирующей арматуры, фланцев);}$			
$x_{нуj} - \text{ доля уплотнений на потоке } i - \text{ го вида, потерявших герметичность, в долях}$			
$\text{единицы (см. приложение 1);}$			
$c_{ji} - \text{ массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{ м потоке в долях}$			
$\text{единицы (согласно компонентного состава нефти).}$			
$\text{Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-}$			
$\text{регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)}$			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, х _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, х _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000096	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0003843	г/с	
выбросы вредного вещества, Y _{нуC1-C5}	0,000015	г/с	0,00046 т/год
выбросы вредного вещества, Y _{нуSO2}	0,00000012	г/с	0,0000037 т/год

Источник №6021 – Газосепаратор

Исходные данные:				
Марка				
Количество	1			шт.
Время работы	8760			ч/г
Коэффициент использования оборудования	0,031709792			
Углеводороды C ₁ -C ₅	0,9225			доли/ед.
сероводород, с _{ji}	0,0394			доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6			шт.
ЗРА, шт; n _j	3			шт.
Расчеты:				
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
$Y_{нуj} \text{ – суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения}$				
$\text{в целом по установке (предприятию), мг/с;}$				
$I \text{ – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных}$				
$\text{выбросах в целом по установке (предприятии), шт.};$				
$m \text{ – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по}$				
$\text{установке (предприятии), шт.};$				
$g_{нуj} \text{ – величина утечки потока } i \text{ – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см.}$				
приложение 1);				
$n_j \text{ – число неподвижных уплотнений на потоке } i \text{ – го вида, (на устье скважин – запорно-}$				
$\text{регулирующей арматуры, фланцев);}$				
$x_{нуj} \text{ – доля уплотнений на потоке } i \text{ – го вида, потерявших герметичность, в долях}$				
$\text{единицы (см. приложение 1);}$				
$c_{ji} \text{ – массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i \text{ – м потоке в долях}$				
$\text{единицы (согласно компонентного состава нефти).}$				
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)				
утечки от ФС, g _{нуj}	0,00072	кг/час		
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,020988	кг/час		
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,03	доли/ед		
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,293	доли/ед		
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000360	г/с		
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0051246	г/с		
валовые выбросы, Y _{нуC₁-C₅}	0,004761	г/с	0,150131	т/г
Сернистый ангидрид	0,00020333	г/с	0,0064121	т/г

Источник №6022 – Компрессор

Исходные данные:				
Марка				
Количество	1			шт.
Время работы	8760			ч/г
Коэффициент использования оборудования	0,031709792			
Углеводороды C ₁ -C ₅	0,9225			доли/ед.
сероводород, с _{ji}	0,0394			доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	4			шт.
ЗРА, шт; n _j	2			шт.
Расчеты:				
$Y_{ну} = \sum_{j=1} Y_{нуj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
$Y_{нуj}$ – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;				
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;				
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;				
$g_{нуj}$ – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);				
n_j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);				
$x_{нуj}$ – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);				
c_{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).				
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)				
утечки от ФС, $g_{нуj}$	0,00072	кг/час		
утечки от ЗРА, $g_{нуj}$	0,020988	кг/час		
доля утечки ФС, $x_{нуj}$	0,03	доли/ед		
доля утечки ЗРА, $x_{нуj}$	0,293	доли/ед		
суммарная утечка от ФС, $Y_{нуj}$	0,0000240	г/с		
суммарная утечка от ЗРА, $Y_{нуj}$	0,0034164	г/с		
валовые выбросы, $Y_{нуC1-C5}$	0,003174	г/с	0,100087	т/г
Сернистый ангидрид	0,00013555	г/с	0,0042747	т/г

Источник №6023 – Установка осушки газа

Исходные данные:				
Марка				
Количество	1			шт.
Время работы	8760			ч/г
Коэффициент использования оборудования	0,031709792			
Углеводороды C ₁ -C ₅	0,9225			доли/ед.
сероводород, с _{ji}	0,0394			доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	4			шт.
ЗРА, шт; n _j	2			шт.
Расчеты:				
$Y_{ну} = \sum_{j=1} Y_{нуj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
$Y_{нуj}$ – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;				
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;				
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;				
$g_{нуj}$ – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);				
n_j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);				
$x_{нуj}$ – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);				
c_{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).				
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)				
утечки от ФС, $g_{нуj}$	0,00072	кг/час		
утечки от ЗРА, $g_{нуj}$	0,020988	кг/час		
доля утечки ФС, $x_{нуj}$	0,03	доли/ед		
доля утечки ЗРА, $x_{нуj}$	0,293	доли/ед		
суммарная утечка от ФС, $Y_{нуj}$	0,0000240	г/с		
суммарная утечка от ЗРА, $Y_{нуj}$	0,0034164	г/с		
валовые выбросы, $Y_{нуC1-C5}$	0,003174	г/с	0,100087	т/г
Сернистый ангидрид	0,00013555	г/с	0,0042747	т/г

Источник №6024-6027 – Скважины

Исходные данные:			
Количество	4		шт.
Время работы	8760		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,0317097920		
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,6372		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0281		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	24		шт.
ЗРА, шт; n _j	12		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^l Y_{нуj} = \sum_{j=1}^l \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}$			
Y _{ну j} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
l – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{ну j}	0,0000384	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{ну j}	0,0015372	г/с	
выбросы вредного вещества, Y _{нуC₁-C₅}	0,00100	г/с	0,03166 <i>т/год</i>
выбросы вредного вещества, Y _{нуSO₂}	0,00004	г/с	0,00140 <i>т/год</i>

Расчеты выбросов вредных веществ при эксплуатации на 2023г

Источник №0001 – Резервуар

Источник №0001 Резервуар Р-1			
Выброс вредных веществ осуществляется при испарении от дыхательных клапанов и утечки в уплотнении и соединении, через фланцевые соединения, ЗРА.			
Общий объем резервуара	Vp	1000	м ³ ;
Количество РВС	n	1,00	шт.;
Высота	h	10	м;
Диаметр	d	0,5	м;
Коли/во жидкости, закачиваемое в резервуар в течен. года	B	41210,0	т/г;
Плотность нефти равна	ρж	0,856	т/м ³ ;
Температура начала кипения смеси		120	С ⁰ ;
Вид выброса - паров нефти и бензина; Конструкция резервуара - наземный вертикальный;			
Категория вещества, А - нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха;			
Годовая оборачиваемость резервуара по формулам: $n = B / (гж * V)$ (5.1.8) 48,14			
Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитывается по формулам:			
максимальные выбросы			
$M = \frac{0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{max} \times K_p^{max} \times K_B \times V_{ч}^{max}}{10^4}$, г/с		(5.2.1)	7,453 г/с
годовые выбросы			
$G = \frac{0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{max} \times K_B + K_t^{min}) \times K_p^{cp} \times K_{об} \times B}{10^7 \times \rho_{ж}}$, т/г		(5.2.2)	2,80 т/г
где:			
K _t ^{min} , K _t ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 7);		K _t ^{min} = 0,26	K _t ^{max} = 0,56
K _p ^{cp} , K _p ^{max} - опытные коэффициенты (приложение 8);		K _p ^{cp} = 0,63	K _p ^{max} = 0,90
P ₃₈ - давление насыщенных паров нефтей и бензинов при температуре 38 ⁰ С;			45
m - молекулярная масса паров жидкости (приложение 5);			63
V _ч ^{max} - макси/ный объем паров/ной смеси, вытесняемой из РВСа во время его закачки, м ³ /час			320
K _B - опытный коэффициент (приложение 9);			1,00
K _{об} - коэффициент оборачиваемости (приложение 10);			1,35
гж - плотность жидкости, т/м ³ ;			0,856
B - количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года, т/год;			41210,00
Значения концентраций паров бензинов (предельных), бензола, толуола, ксилола ¹ и сероводорода были взяты с компонентного состава нефти (Сi мас %).			
Максимально-разовый выброс: $M = C_i * M / 100$, г/с		(5.2.4)	
Среднегодовые выбросы: $G = C_i * G / 100$, т/г		(5.2.5)	
Идентификация состава выбросов			
Определяемый параметр	предельные		
	C ₁ -C ₅	SO ₂	
Ci мас %	3,6645	0,03	
Mi, г/с	0,2731	0,0022	
Gi, т/г	0,1025	0,00084	
РНД 211.2.02.09-2004 "Методические указания по определению выбросов в атмосферу из резервуаров" Астана, 2004г.			

Источник №0002-001 – Факел

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Площадка: м-е Восточный Урихтау эксплуатация 2023 г

Цех: факельная установка

Источник: 0002

Наименование: факельная установка

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: сернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в массовых долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH4)	100	67.645	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	0	8.924	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	0	7.3	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	0	5.631	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	0	2.749	72.151	3.2210268
Сероводород(H2S)	0	3.9	34.082	1.5215
Меркаптаны(RSH)	0.00211363	0.005	48	2.1429

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **16.04401455**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **0.875**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 1.31$$

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):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (1.31 * (800 + 273) / 16.04401455)^{0.5} = 856.4461854$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.691744**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (\pi i * d^2) = 4 * 0.691744 / (3.141592654 * 0.32^2) = 8.601131012$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.691744 * 0.875 = 605.276$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.010042815 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_m$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 0) * 16.0440145) = 74.7958287$$

16.0440145) = 74.7958287

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, диоксида азота, сажи
 M_i , г/с: (1)

$$M_i = UB_i * G$$

где UB_i - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	12.1055200
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.003	1.8158280
0410	Метан (727*)	0.0005	0.3026380
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	1.2105520

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO2} , г/с (6):

$$M_{CO2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO2]_M) - M_{CO} - M_{CH4} - M_C = 0.01 * 605.2760000 * (3.67 * 0.9984000 * 74.7958287 + 0.0000000) - 12.1055200 - 0.3026380 - 1.2105520 = 1645.209716$$

где $[CO2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH4} - мощность выброса метана, г/с;

M_C - мощность выброса сажи, г/с;

Массовое содержание серы $[S]_M$, %:

$$[S]_M = \sum_{i=1}^N ([i]_M * A_s * x_i / M_s) = \sum_{i=1}^N ([i]_M * 32.064 * x_i / M_s) = 3.672420453$$

где A_s - атомная масса серы;

x_i - количество атомов серы;

M_s - молярная масса составляющей смеси содержащая атомы серы;

$[i]_M$ - массовые единицы составляющих смеси, %;

Мощность выброса диоксида серы M_{SO2} , г/с (7):

$$M_{SO2} = 0.02 * [S]_M * G * n = 0.02 * 3.672420453 * 605.276 * 0.9984 = 44.38542875$$

Мощность выброса сероводорода M_{H2S} , г/с (8):

$$M_{H2S} = 0.01 * [H2S]_M * G * (1 - n) = 0.01 * 3.9 * 605.276 * (1 - 0.9984) = 0.037769222$$

Мощность выброса меркаптана M_{RSH} , г/с (9):

$$M_{RSH} = 0.01 * [RSH]_M * G * (1 - n) = 0.01 * 0.005 * 605.276 * (1 - 0.9984) = 0.000048422$$

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³: **11502.87**

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (16.04401455)^{0.5} = 0.192$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0$$

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):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 0) = 9.52$$

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):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 9.52 = 10.52$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (11502.87 * (1-0.192) * 0.9984) / (10.52 * 0.4) = 3005.192027$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

Уточнённая теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 800 + (11502.87 * (1-0.192) * 0.9984) / (10.52 * 0.4) = 3005.192027$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_I , м³/с (14):

$$V_I = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.691744 * 10.52 * (273 + 3005.192027) / 273 = 87.3841937$$

Длина факела L_{fn} , м:

$$L_{fn} = 15 * d = 15 * 0.32 = 4.8$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{fn} + h_e = 4.8 + 35 = 39.8$$

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):

$$D_\phi = 0.14 * L_{fn} + 0.49 * d = 0.14 * 4.8 + 0.49 * 0.32 = 0.8288$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_I / D_\phi^2 = 1.27 * 87.3841937 / 0.8288^2 = 161.5612183$$

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: **720;**

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	12.10552	31.37750784
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.815828	4.706626176
0410	Метан (727*)	0.302638	0.784437696
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1.210552	3.137750784
0380	Диоксид углерода	1645.209716	4264.383583
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни)	44.38542875	115.0470313

ПРИЛОЖЕНИЯ

0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.037769222	0.097897824
1715	Меркаптаны	0.000048422	0.00012551

Источник №0002-002 – Факел при аварий

Факелы служат для сжигания газа. Выброс происходит через трубу.			
n	1	Наименование вещества	УВ
		Оксид углерода CO	0,02
h	20 м	Метан и другие углево-ды в пересчете на CH ₄	0,0005
d	0,32 м	Оксид азота в пересчете на диоксид азота NO ₂	0,003
T	800 °C	Сажа С	0,002
		Диоксид серы SO ₂	2,17
p	0,87483 кг/м ³		
коэфф.	3,8580	Мощность выброса метана, оксида углерода, оксида азота (в пересчете на диоксид азота) сероводорода и сажи равно:	
T	72 ч/г	M _{CO} =	12,103211 г/с 3,137152 т/пер
За год сжигается:	179 300 м ³	M _{CH4} =	0,302580 г/с 0,078429 т/пер
Часовой расход:	2490,27778 м ³ /ч	M _{NO2} =	1,815482 г/с 0,470573 т/пер
Секундный расход:	0,6917438 м ³ /с	M _{САЖА} =	1,210321 г/с 0,313715 т/пер
M = УВ * G, г/с		M _{H2S} =	0,037762 г/с 0,009788 т/пер
M _{H2S} = 0,01*[H2S]m*G(1-n)		M мерк=	0,0000484128 г/с 0,000012549 т/пер
G = 1000 * V * p, г/с	605,16 г/с	M SO ₂ =	44,354821 г/с 11,496770 т/пер
			15,5064
Мощность выброса диоксида углерода рассчитывается следующим образом:			
		M _{CO2} = 0,01*G* {3,67*n*[C] _m + [CO ₂] _m }-M _{CO} -M _{CH4} -M _C , г/с	2068,606 г/с 536,182555 т/г
n	0,9984		
[C] _m = 100 * K _C * Q _{нк} , % мас.	93,863 %		
K _C =	0,000		
Q _{нк} =	11502,87 ккал/м ³		
Низшая теплота сгорания сжигаемой смеси, ккал/м ³ , значение которого по данным лабораторного анализа			
Q _{нк} =85,5*[CH ₄]+152*[C ₂ H ₆]+218*[C ₃ H ₈]+283*[C ₄ H ₁₀]+349*[C ₅ H ₁₂]			
согласно компонентного состава газа			
Расход выбрасываемой в атмосферу газоконденсатной смеси принимает вид:		[CH ₄]	67,645
V ₁ =V*V _{пс} *(273+Tr)/273, м ³ /с		[C ₂ H ₆]	8,924
		[C ₃ H ₈]	7,300
V _{пс} = 1 + a * V _о , м ³ /м ³		[C ₄ H ₁₀]	5,631
		[C ₅ H ₁₂]	2,749
a		H ₂ S	3,9
		RSH	0,005
V _о		S	3,6706
Скорость истечения сжигаемой газоконденсатной смеси W _{ист} рассчитывается по формуле:			
W _{ист} = 1,27 * V ₁ /d ² ,		532,7742 м/с	

Источник №6001 – АГЗУ

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Марка			
Количество	1		шт.
Время работы	3600		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,077160494		
углеводород C1-C5	0,6372		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0281		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{m=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000096	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0003843	г/с	
валовые выбросы, Y _{нуC1-C5}	0,000251	г/с	0,003253 т/г
валовые выбросы, Y _{нуSO2}	0,000011	г/с	0,000143 т/г

Источник №6002 – УПОГ

Исходные данные:			
Марка			
Количество	1		шт.
Время работы	3600		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,077160494		
углеводород C1-C5	0,6372		доли/ед.
сернистый ангидрид, сji	0,0281		доли/ед.
Фланцы, шт; nj	6		шт.
ЗРА, шт; nj	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
$Y_{нуj}$ – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
$g_{нуj}$ – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n_j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
$x_{нуj}$ – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c_{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, $g_{нуj}$	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, $g_{нуj}$	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, $x_{нуj}$	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, $x_{нуj}$	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, $Y_{нуj}$	0,0000096	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, $Y_{нуj}$	0,0003843	г/с	
валовые выбросы, $Y_{нуC1-C5}$	0,000251	г/с	0,003253 т/г
валовые выбросы, $Y_{нуSO2}$	0,000011	г/с	0,000143 т/г

Источник №6003 – Нефтегазосепаратор

ПРИЛОЖЕНИЯ

Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры. Ввиду минимальных значений содержания в нефти таких компонентов как бензол, толуол, ксилол расчет не приводится			
Исходные данные:			
Марка			
Количество	1		шт.
Время работы	3600		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,07716		
Для нефти:			
углеводород C1-C5, с _{ji}	0,037		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0003		доли/ед.
Для газа:			
углеводород C1-C5, с _{ji}	0,9225		доли/ед.
сероводород, с _{ji}	0,0394		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{l=1}^m g_{нуj} * \eta_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – m потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
Для нефти:			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288		кг/час
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588		кг/час
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,020		
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,070		
Для газа:			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,00072		кг/час
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,020988		кг/час
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,030		
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,293		
Для нефти:			
выбросы вредного вещества, Y _{нуC1-C5}	0,00005		кг/час
выбросы вредного вещества, Y _{нуSO2}	0,00000		кг/час
Для газа:			
выбросы вредного вещества, Y _{нуC1-C5}	0,0171		кг/час
выбросы вредного вещества, Y _{нуH2S}	0,0007		кг/час
Для нефти:			
валовые выбросы, Y _{нуC1-C5}	0,00001457	г/с	0,00018888 т/г
валовые выбросы, Y _{нуSO2}	0,00000012	г/с	0,00000153 т/г
Для газа:			
валовые выбросы, Y _{нуC1-C5}	0,0047606	г/с	0,0616977 т/г
выбросы вредного вещества, Y _{нуH2S}	0,0002033	г/с	0,0026351 т/г

Источник №6004 – ЕП

Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.

Исходные данные:

Местонахождение оборудования			
Количество	1		шт.
Время работы	3600		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,07716049382716		
углеводород C ₁ -C ₅ , c _{ji}	0,0370		доли/ед.
сернистый ангидрид, c _{ji}	0,0003		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.

Расчеты:

$$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji} \quad \text{где}$$

Y _{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000096	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0003843	г/с	
выбросы вредного вещества, Y _{нуC₁-C₅}	0,000015	г/с	0,000189 м/год
выбросы вредного вещества, Y _{нуSO₂}	0,0000012	г/с	0,0000015 м/год

Источник №6005 – КСУ

Вредные вещества выбрасывается через неплотности сальниковых уплотнении, фланцевых соединении и запорно-регулирующего арматуры. Ввиду минимальных значений содержания в нефти таких компонент как бензол, толуол, ксилол расчет не приводится			
Исходные данные:			
Марка			
Количество	1		шт.
Время работы	3600		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,07716		
Для нефти:			
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,037		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0003		доли/ед.
Для газа:			
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,9225		доли/ед.
сероводород, с _{ji}	0,0394		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{ну j} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
с _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
Для нефти:			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
Для газа:			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,00072	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,020988	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,03	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,293	доли/ед	
Для нефти:			
суммарная утечка от ФС, Y _{ну j}	0,0000096	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{ну j}	0,0003843	г/с	
Для газа:			
суммарная утечка от ФС, Y _{ну j}	0,0000360	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{ну j}	0,0051246	г/с	
Для нефти:			
валовые выбросы, Y _{ну} C ₁ -C ₅	0,00001	г/с	
валовые выбросы, Y _{ну} SO ₂	0,0000001	г/с	
Для газа:			
валовые выбросы, Y _{ну} C ₁ -C ₅	0,00476	г/с	
выбросы вредного вещества, Y _{ну} H ₂ S	0,0002033	г/с	
валовые выбросы, Y _{ну} C ₁ -C ₅	0,0048	г/с	0,06189 т/г
валовые выбросы, Y _{ну} SO ₂	0,00000012	г/с	0,0000015
валовые выбросы, Y _{ну} H ₂ S	0,000203	г/с	0,00264 т/г

Источник №6006-6007 – Насосная установка

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующего арматуры.			
Исходные данные:			
Марка			
Количество	1		шт.
Время работы	3600		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,077160494		
Углеводороды C1-C5	0,037		доли/ед.
сернистый ангидрид, сji	0,0003		доли/ед.
Фланцы, шт; nj	6		шт.
ЗРА, шт; nj	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{нуj} = \sum_{j=1} Y_{нуj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
nj – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
сji – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000096	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0003843	г/с	
валовые выбросы, Y _{нуC1-C5}	0,0000146	г/с	0,000189 т/г
валовые выбросы, Y _{нуSO2}	0,0000001182	г/с	0,00000153 т/г

Источник №6008 – Факельный сепаратор

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Марка			
Количество	1		шт.
Время работы	3600		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,077160494		
Углеводороды C ₁ -C ₅	0,9225		доли/ед.
сероводород, с _{ji}	0,0394		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1} Y_{нуj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – m потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,00072	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,020988	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,03	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,293	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000360	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0051246	г/с	
валовые выбросы, Y _{нуC₁-C₅}	0,004761	г/с	0,061698 т/г
Сернистый ангидрид	0,00020333	г/с	0,0026351 т/г

Источник №6009 – ЕП-2

Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.

Исходные данные:

Местонахождение оборудования			
Количество	1		шт.
Время работы	3600		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,07716049382716		
углеводород C1-C5, сji	0,0370		доли/ед.
сернистый ангидрид, сji	0,0003		доли/ед.
Фланцы, шт; nj	6		шт.
ЗРА, шт; nj	3		шт.

Расчеты:

$$Y_{ny} = \sum_{j=1}^I Y_{nyj} = \sum_{j=1}^I \sum_{m=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$$

Y _{nyj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{nyj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{nyj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{nyj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{nyj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{nyj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{nyj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{nyj}	0,0000096	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{nyj}	0,0003843	г/с	
выбросы вредного вещества, Y _{nyC1-C5}	0,000015	г/с	0,00019 <i>м/год</i>
выбросы вредного вещества, Y _{nySO2}	0,0000012	г/с	0,000015 <i>м/год</i>

Источник №6010 Факельный сепаратор

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Марка			
Количество	1		шт.
Время работы	3600		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,077160494		
Углеводороды C1-C5	0,9225		доли/ед.
сероводород, сji	0,0394		доли/ед.
Фланцы, шт; nj	6		шт.
ЗРА, шт; nj	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1} Y_{нуj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{нуj} * \eta_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
$Y_{нуj} - \text{суммарная утечка } j\text{-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;}$			
$I - \text{общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.};$			
$m - \text{общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.};$			
$g_{нуj} - \text{величина утечки потока } i - \text{го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);}$			
$n_j - \text{число неподвижных уплотнений на потоке } i - \text{го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);}$			
$x_{нуj} - \text{доля уплотнений на потоке } i - \text{го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);}$			
$c_{ji} - \text{массовая концентрация вредного компонента } j\text{-го типа в } i - \text{м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).}$			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, гнуj	0,00072	кг/час	
утечки от ЗРА, гнуj	0,020988	кг/час	
доля утечки ФС, хнуj	0,03	доли/ед	
доля утечки ЗРА, хнуj	0,293	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Yнуj	0,0000360	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Yнуj	0,0051246	г/с	
валовые выбросы, YнуC1-C5	0,004761	г/с	0,061698 т/г
Сернистый ангидрид	0,00020333	г/с	0,0026351 т/г

Источник №6011 – ЕП-3

Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Местонахождение оборудования			
Количество	1		шт.
Время работы	3600		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,07716049382716		
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,0370		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0003		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000096	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0003843	г/с	
выбросы вредного вещества, Y _{нуC₁-C₅}	0,000015	г/с	0,00019 т/год
выбросы вредного вещества, Y _{нуSO₂}	0,00000012	г/с	0,0000015 т/год
<i>"Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников АО "КазТрансОйл", Астана, 2005г</i>			

Источник №6012-6013 – Насосная установка

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующего арматуры.			
Исходные данные:			
Марка			
Количество	1		шт.
Время работы	3600		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,077160494		
Углеводороды C1-C5	0,037		доли/ед.
сернистый ангидрид, сji	0,0003		доли/ед.
Фланцы, шт; nj	6		шт.
ЗРА, шт; nj	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{нуj} = \sum_{j=1} Y_{нуj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
nj – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000096	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0003843	г/с	
валовые выбросы, Y _{нуC1-C5}	0,0000146	г/с	0,000189 т/г
валовые выбросы, Y _{нуSO2}	0,0000001182	г/с	0,00000153 т/г

Источник №6014-6015 – Насосная установка

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединении и запорно-регулирующего арматуры.			
Исходные данные:			
Марка			
Количество	1		шт.
Время работы	3600		ч/г
Кэффициент использование оборуд.	0,077160494		
Угледорододы C ₁ -C ₅	0,037		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0003		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1} Y_{нуj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
с _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000096	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0003843	г/с	
валовые выбросы, Y _{нуC₁-C₅}	0,0000146	г/с	0,000189 т/г
валовые выбросы, Y _{нуSO₂}	0,0000001182	г/с	0,00000153 т/г

Источник 6016. Установка БДР

№	Наименование	Обозначен	Ед.изм.	Количество
1	Исходные данные:			
1.1.	Время работы установки	t	час/год	3600
1.2.	Плотность метанола	ρ	кг/м ³	0,94
2	Расчет:			
2.1.	P_i - количество вредных выбросов, кг/ч;			
	$P_i = 0,001 * (5,38 + (4,1 * W)) * F * P_i * \sqrt{M_i} * X_i$	P_i	кг/час	0,11692495
			г/сек	0,0324792
	Среднегодовая скорость ветра в денном географическом пункте, м/с согласно справки Казгидромета	W		4,7
	Площадь разлившейся жидкости;Количество утечек жидкости 10 см2/ч (см. таб.1	F	м ²	0,01
	Давление насыщ-го пара i -го вещества, мм рт.ст., определяется по рис. 1 при температуре жидкости $t_{ж}$ 40 0С;	P_i		83,8
	Молекулярная масса i -го вещества;	M_i	кг/кмоль	32,04
				5,660389
	Мольная доля i -го вещества в жидкости, для однокомпонентной жидкости;	X_i		1
2.2.	Общее			
	$P_{мет} = P_{сек} * t * 3600 / 1000000$	$P_{мет}$	т/год	0,42093

Источник №6017 – ЕП-4

Выбросы загрязняющих веществ через фланцевые соединения и запорно-регулирующую арматуру				
Исходные данные:				
1.	Количество фланцевых соединений (ФС), пфс	4	ед	
2.	Количество запорно-регулирующей арматуры (ЗРА),Пзра	2	ед.	
3.	Величины утечек неподвижных уплотнений (ФС), гнуж	0,00027	кг/час	Приложение 1
4.	Величины утечек ЗРА , гнуж	0,013	кг/час	Приложение 1
5.	Годовое время работы оборудования	3600	час/год	
6.	Процент потерявшей герметичности уплотнений ЗРА, h-в долях единицы	37	%	0,37
7.	Процент потерявшей герметичности уплотнений ФС,h- в долях единицы	5	%	0,05
8.	Плотность метанола	0,94	кг/м3	
Расчет выбросов метанола через ФС и ЗРА от установки нагнетания:				
	$P_{метанол, к/час} = P_{зра} * g_{нуж} * h + P_{фс} * g_{нуж} * h$	0,009674	кг/час	
	$P_{метанол, г/сек}$	0,0026872	г/сек	
	$P_{метанол, т/год}$	0,0348264	т/год	
	Итого общие выбросы по метанолу:	0,0026872	г/сек	
		0,0348264	т/год	

Источник №6018 – ЕП-5

Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.

Исходные данные:

Местонахождение оборудования			
Количество	1		шт.
Время работы	3600		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,07716049382716		
углеводород C1-C5, с _{ji}	0,0370		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0003		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.

Расчеты:

$$Y_{ny} = \sum_{j=1}^I Y_{nyj} = \sum_{j=1}^I \sum_{m=1}^m g_{nyj} * n_j * x_{nyj} * c_{ji}, \quad \text{где}$$

Y _{nyj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{nyj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{nyj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{nyj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{nyj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{nyj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{nyj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{nyj}	0,0000096	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{nyj}	0,0003843	г/с	
выбросы вредного вещества, Y _{nyC1-C5}	0,000015	г/с	0,00019 т/год
выбросы вредного вещества, Y _{nySO2}	0,0000012	г/с	0,000015 т/год

Источник №6019 – СОД газ

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующего арматуры.			
Исходные данные:			
Марка			
Количество	1		шт.
Время работы	3600		ч/г
Коэффициент использование обо	0,077160494		
Углеводороды C ₁ -C ₅	0,9225		доли/ед.
сероводород, с _{ji}	0,0394		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{нуj} = \sum_{j=1} Y_{нуj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
с _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,00072	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,020988	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,03	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,293	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000360	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0051246	г/с	
валовые выбросы, Y _{нуC₁-C₅}	0,004761	г/с	0,061698 т/г
Сернистый ангидрид	0,00020333	г/с	0,0026351 т/г

Источник №6020 – СОД нефть

Источник №6020 СОД нефти			
Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Местонахождение оборудования			
Количество	1		шт.
Время работы	3600		ч/г
Коэффициент использования оборуд.	0,07716049382716		
углеводород C ₁ -C ₅ , с _{ji}	0,0370		доли/ед.
сернистый ангидрид, с _{ji}	0,0003		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуij} * n_j * x_{нуij} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{ну j} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуij} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуij} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{ну j}	0,0000096	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{ну j}	0,0003843	г/с	
выбросы вредного вещества, Y _{нуC₁-C₅}	0,000015	г/с	0,00019 м/год
выбросы вредного вещества, Y _{нуSO₂}	0,0000012	г/с	0,0000015 м/год

Источник №6021 – Газосепаратор

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующего арматуры.			
Исходные данные:			
Марка			
Количество	1		шт.
Время работы	3600		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,077160494		
Углеводороды C ₁ -C ₅	0,9225		доли/ед.
сероводород, с _{ji}	0,0394		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	6		шт.
ЗРА, шт; n _j	3		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1} Y_{нуj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{нуj} * \eta_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
с _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,00072	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,020988	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,03	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,293	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000360	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0051246	г/с	
валовые выбросы, Y _{нуC₁-C₅}	0,004761	г/с	0,061698 т/г
Сернистый ангидрид	0,00020333	г/с	0,0026351 т/г

Источник №6022 – Компрессор

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующего арматуры.			
Исходные данные:			
Марка			
Количество	1		шт.
Время работы	3600		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,077160494		
Углеводороды C ₁ -C ₅	0,9225		доли/ед.
сероводород, с _{ji}	0,0394		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	4		шт.
ЗРА, шт; n _j	2		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{m=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$			
Y _{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
с _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,00072	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,020988	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,03	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,293	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000240	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0034164	г/с	
валовые выбросы, Y _{нуC₁-C₅}	0,003174	г/с	0,041132 т/г
валовые выбросы, Y _{нуSO₂}	0,00013555	г/с	0,0017567 т/г

Источник №6023 – Установка осушки газа

Вредные вещества выбрасывается через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.				
Исходные данные:				
Марка				
Количество	1			шт.
Время работы	3600			ч/г
Коэффициент использования обо	0,077160494			
Углеводороды C ₁ -C ₅	0,9225			доли/ед.
сероводород, с _{ji}	0,0394			доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	4			шт.
ЗРА, шт; n _j	2			шт.
Расчеты:				
$Y_{ну} = \sum_{j=1} Y_{нуj} = \sum_{j=1} \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}, \quad \text{где}$				
Y _{нуj} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;				
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;				
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;				
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);				
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);				
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);				
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти).				
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)				
утечки от ФС, g _{нуj}	0,00072	кг/час		
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,020988	кг/час		
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,03	доли/ед		
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,293	доли/ед		
суммарная утечка от ФС, Y _{нуj}	0,0000240	г/с		
суммарная утечка от ЗРА, Y _{нуj}	0,0034164	г/с		
валовые выбросы, Y _{нуC₁-C₅}	0,003174	г/с	0,041132	т/г
валовые выбросы, Y _{нуSO₂}	0,00013555	г/с	0,0017567	т/г

Источник №6024-6028 – Скважины

Вредные вещества выбрасывается через неплотности уплотнения, фланцевых соединениях и запорно-регулирующей арматуры.			
Исходные данные:			
Количество	6		шт.
Время работы	3600		ч/г
Коэффициент использование оборуд.	0,0771604938		
углеводород C ₁ -C ₅ , c _{ji}	0,6372		доли/ед.
сернистый ангидрид, c _{ji}	0,0281		доли/ед.
Фланцы, шт; n _j	36		шт.
ЗРА, шт; n _j	18		шт.
Расчеты:			
$Y_{ну} = \sum_{j=1}^I Y_{нуj} = \sum_{j=1}^I \sum_{i=1}^m g_{нуj} * n_j * x_{нуj} * c_{ji}$			
Y _{ну j} – суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения в целом по установке (предприятию), мг/с;			
I – общее количество типа вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах в целом по установке (предприятию), шт.;			
m – общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, в целом по установке (предприятию), шт.;			
g _{нуj} – величина утечки потока i – го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с (см. приложение 1);			
n _j – число неподвижных уплотнений на потоке i – го вида, (на устье скважин – запорно-регулирующей арматуры, фланцев);			
x _{нуj} – доля уплотнений на потоке i – го вида, потерявших герметичность, в долях единицы (см. приложение 1);			
c _{ji} – массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i – м потоке в долях единицы (согласно компонентного состава нефти и газа).			
Расчет выбросов от запорно-регулирующей арматуры (принимается, что вся запорно-регулирующая арматура присоединена к трубам сваркой, т.е. без фланцев)			
утечки от ФС, g _{нуj}	0,000288	кг/час	
утечки от ЗРА, g _{нуj}	0,006588	кг/час	
доля утечки ФС, x _{нуj}	0,02	доли/ед	
доля утечки ЗРА, x _{нуj}	0,07	доли/ед	
суммарная утечка от ФС, Y _{ну j}	0,0000576	г/с	
суммарная утечка от ЗРА, Y _{ну j}	0,0023058	г/с	
выбросы вредного вещества, Y _{нуC₁-C₅}	0,00151	г/с	0,01952 <i>m/год</i>
выбросы вредного вещества, Y _{нуSO₂}	0,00007	г/с	0,00086 <i>m/год</i>

северо-восток). Угловые координаты геологического отвода месторождения Урихтау приводятся в таблице 2.1. Площадь геологического отвода составляет 29,0 (двадцать девять) кв. км. Глубина отвода – до абсолютной отметки минус 2 920 м. В этой части нефтегазоносного региона ранее открыты и уже разрабатываются месторождения нефти и газа Жанажол (10-12 км восточнее), Кекижик (50 км севернее), Алибекмола (20 км севернее-восточнее) и Кожасай (7-8 км юго-западнее). Ближайшими от ТОО «Урихтау Оперейтинг» населенными пунктами (на расстоянии 7,5 км) являются вахтовый поселок Жанажол.

Климатическая характеристика рассматриваемой территории приведена по ближайшим метеорологическим станциям, г. Актобе, Кожасай и Эмба. Проектом представлена краткая характеристика предприятия как источника загрязнения атмосферы. И обозначена перспектива развития предприятия, на ближайшие 5 лет. В настоящее время месторождение Урихтау находится в стадии доразведки, поскольку требуется уточнение геологического строения подсолевого поднятия по карбонатным толщам КТ-1 и КТ-2, определение продуктивности коллекторов, выделенных в разрезе ранее пробуренных поисково-разведочных скважин и определение перспективных запасов нефти и газа – промышленной продуктивности месторождения в целом. По этой причине на месторождении Урихтау пока отсутствует развитая нефтяная инфраструктура. Существующая инфраструктура месторождения представлена несколькими ВЛЭП, 21 скважиной, сетью грунтовых дорог, проложенных к скважинам, в северной части месторождения находится водозабор питьевой воды – протянут водовод. Перспектива развития месторождения Предусматривается разработка нефтяной оторочки и газоконденсатной залежи. При этом намечено два первых года осуществлять пробную эксплуатацию нефтяной оторочки, а затем вводить в разработку газоконденсатную залежь. На предприятии установлено 43 стационарных источников загрязнения атмосферы в т.ч. 29 с неорганизованным выбросом (3 неорганизованных передвижных источника ЗВ). От установленных стационарных источников в атмосферу выбрасываются следующие вредные вещества: Железо (II, III) оксид /230/; Марганец и его соединения /282/; Хрома (VI) оксид /562/; Азота оксид /4/; Углерод черный (Сажа) /505/; Метан /718/; Смесь углеводородов предельных C1-C5 /1496/; Смесь углеводородов предельных C6-C10 /1497/; Бензол /57/; Толуол /479/; Ксилол /277/; Бенз/а/пирен /48/; Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) /707/; Уайт-спирит /1287/; Бутан-1-ол (Спирт н-бутиловый) /92/; Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C) /503/; Взвешенные вещества /105/; Азота диоксид /5/; Сера диоксид (Ангидрид сернистый) /441/; Сероводород /443/; Углерод оксид /504/; Фтористые газообразные соединения /536/; Формальдегид /528/; Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния /414/, образующие пять групп суммаций и сумму по пылям. От установленных передвижных источников в атмосферу выбрасываются следующие вредные вещества: Азота оксид /4/; Азота диоксид /5/; Углерод черный (Сажа); /505/; Сера диоксид (Ангидрид сернистый) /441/; Углерод оксид /504/; Бенз/а/пирен /48/; Проп-2-ен-1-аль

(Акролен) /406/; Керосин /645/; Формальдегид /528/; Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С) /503/. Расчет уровня загрязнения атмосферы на существующее положение и на перспективу, его графическая интерпретация, содержание и формирование таблиц проекта нормативов предельно допустимых выбросов предприятия выполнены с использованием программы "Эра", версия 1.7. При расчете веществам группы суммации учтены. Расчет проведен без учета фоновых концентраций (письмо РГП Казгидромет проектом прилагается), без учета выбросов подрядных и соседствующих организаций. Как необходимый элемент качественного анализа моделирования приземных концентраций в настоящем Проекте принята санитарно-защитная зона (СЗЗ) рассчитанная до 1 ПДК. Расчет значений приземных концентраций проводился на границе санитарно-защитной зоны, а также по расчетному прямоугольнику. Проектом представлен состав компонентного состава газа. Расчеты концентраций ЗВ были проведены для основного технологического оборудования на теплый период года, когда наблюдается наибольшая его нагрузка. По расчету рассеивания загрязняющих веществ СЗЗ для предприятия составила:

Направление ветра	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Повторяемость ветра, Р %	7,0	12,0	14,0	15,0	13,0	13,0	14,0	12,0
Направление СЗЗ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	С	СВ	В	ЮВ
P/P ₀	0,56	0,96	1,12	1,2	1,04	1,04	1,12	0,96
Промышленная №1								
Скорректированный размер СЗЗ, L ₁ (м)	5000	5000	5120	5000	5040	5040	5120	5000

Карта-схема предприятия с нанесенными источниками физических воздействий представлена. Источниками физических воздействий на территории предприятий является технологическое оборудование, дизельгенератор, дизельный двигатель бурового станка, двигатель внутреннего сгорания насосного блока, нефтегазосепаратор, насос для перекачки нефти. Проведен расчет уровней шум от технологического оборудования, дана характеристика источников шума, шумовые характеристики, приведены результаты расчета уровней шума от технологического оборудования предприятия. В проекте имеется вывод, что воздействие таких физических факторов, как вибрация находится на очень низком уровне и ограничено пределами территории предприятия и расчетной границы санитарно-защитной зоны. В проекте приведены данные по выполненным инструментальным замерам уровней шума на границе жилой зоны, которые показали отсутствие превышений гигиенических нормативов, уровень шума составил менее 18 дБ. Таким образом по совокупности факторов размеры санитарно-защитной зоны для предприятия устанавливается размером 5000 м от крайних источников загрязнения атмосферного воздуха.

Направление ветра	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Скорректированный размер СЗЗ, L ₁ (м)	5000	5000	5120	5000	5040	5040	5120	5000

Ситуационная карта-схема ТОО «Урихтау Оперейтинг» с обозначенной

на ней санитарно-защитной зоной по совокупности факторов представлена. Населенные пункты в радиусе санитарно-защитных зон отсутствуют. Проектом представлены мероприятия по благоустройству СЗЗ, которые предусматривают озеленение санитарно-защитной зоны и проведение контроля на границе санитарно-защитной зоны по следующим веществам, с периодичностью не реже 1 раза в квартал: Железо (II, III) оксид /230/; Марганец и его соединения /282/; Хрома (VI) оксид /562/; Азота оксид /4/; Углерод черный (Сажа) /505/; Метан /718/; Смесь углеводородов предельных C1-C5 /1496/; Смесь углеводородов предельных C6-C10 /1497/; Бензол /57/; Толуол /479/; Ксилол /277/; Бенз/а/пирен /48/; Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) /707/; Уайт-спирит /1287/; Бутан-1-ол (Спирт н-бутиловый) /92/; Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С) /503/; Взвешенные вещества /105/; Азота диоксид /5/; Сера диоксид (Ангидрид сернистый) /441/; Сероводород /443/; Углерод оксид /504/; Фтористые газообразные соединения /536/; Формальдегид /528/; Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния /414/,.на границе санитарно-защитной зоны предприятия по 8 румбам. Проведена оценка рисков здоровью. В зоне влияния предприятия населенных пунктов нет.

Приложение: карты схемы размещения предприятия, ситуационная карта с указанием источников химического загрязнения, источников физического воздействия. Письмо РГП «Казгидромет», справка о компонентном составе газа, расчеты, карты с указанием максимально приземной концентрации загрязняющих веществ на период строительства скважин, опробирования и консервации и границы санитарно-защитной зоны. Результаты лабораторных исследований факторов физического воздействия и таблицы параметров источников физического воздействия. Параметры источников выбросов загрязняющих веществ. копия гос.лицензии.

9. Құрылыс салуға болінген жер учаскесінің, қайта жаңартылатын нысанның сипаттамасы (өлшемдері, аланы, топырағының түрі, учаскенің бұрын пайдаланылуы, жерасты суларының орналасу деңгейі, батпақтануы, желдің басым бағыттары, санитарлық – қорғау аумағының өлшемдері, сумен, канализациямен, жылумен қамтамасыз ету мүмкіндігі және қоршаған орта мен халық денсаулығына тигізер әсері, дүние тараптары бойынша бағыты)

(Характеристика земельного участка под строительство, объекта реконструкции) (размеры, площади, вид грунта, использование участка в прошлом, высота стояния грунтовых вод, наличие заболоченности, господствующее направление ветров, размеры санитарно – защитной зоны, возможность водоснабжения, канализования, теплоснабжения и влияния на окружающую среду и здоровье населения): - расчётные размеры санитарно – защитных зон по расчету рассеивания

10. Зертханалық және зертханалық-аспаптық зерттеулер мен сынақтардың хаттамалары, сонымен қатар бас жоспардың, сызбалардың, суреттердің көшірмелері (Протоколы лабораторных и лабораторно – инструментальных исследований и испытаний, а также выкопировки из генеральных планов, чертежи, фото): -

**Санитарлық-эпидемиологиялық ұйғарым
Санитарно-эпидемиологическое заключение**

На основании вышеизложенного « Проект обоснования размера санитарно- защитной зоны для ТОО «Урихтау Оперейтинг» **соответствует Санитарные правила» Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно- защитных зон производственных объектов» №795 от 06.10.2010г.**

Ұсыныстар (Предложения):

«Халық денсаулығы және денсаулық сақтау жүйесі туралы» Қазақстан Республикасы Кодексінің 2009 жылдың 18 қыркүйегі № 193-ІV МЗ РК негізінде осы санитарлық-эпидемиологиялық ұйғарымның міндетті түрдегі күші бар.

На основании Кодекса РК «О здоровье народа и системе здравоохранения» № 193-ІV МЗ РК от 18 сентября 2009 года настоящее санитарно-эпидемиологическое заключение имеет обязательную силу.

**И. о Главного государственного
санитарного врача
Актюбинской области**



Д. Кайдарова Д.Кайдарова

Шаштырғанова 557739

Өріктау Оперейтинг
КШС

АҚТӨБЕ ОБЛЫСЫ
ӘКІМДІГІ



АКИМАТ
АКТЮБИНСКОЙ ОБЛАСТИ

ҚАУЛЫ

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

2016. 14.03. № 96

Ақтөбе қаласы

город Актобе

2

Сериялық нөмірсіз бланк ЖАРАМСЫЗ ДЕП ТАҢЫЛАДЫ. Қызмет бабындағы мақсат үшін көшірмесі шектеулі мөлшерде жасалады. Белгіленген тәртіппен БЕКІТІЛЕДІ, және ЕСЕПКЕ АЛЫНАДЫ. Бланк без серийного номера НЕДЕЙСТВУЕТЕЛЕН. Копии при служебной необходимости делаются в установленном количестве. ЗАВЕРЯЮТСЯ и УЧИТЫВАЮТСЯ в установленном порядке.

«Өріктау Оперейтинг» жауапкершілігі шектеулі серіктестігіне уақытша өтеулі жер пайдалану құқығын беру туралы

Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 20 маусымдағы Жер кодексінің 16, 37, 43, 106-баптарына, Қазақстан Республикасының 2001 жылғы 23 қаңтардағы «Қазақстан Республикасындағы жергілікті мемлекеттік басқару және өзін-өзі басқару туралы» Заңының 27-бабына, Қазақстан Республикасы Ұлттық экономика министрінің міндетін атқарушының 2015 жылғы 17 сәуірдегі № 346 «Бүлінген жерлерді қалпына келтіру жобаларын әзірлеу бойынша нұсқаулықты бекіту туралы» бұйрығына сәйкес, жер учаскесін беру немесе жер учаскесін беруден бас тарту жөніндегі облыстық комиссия отырысының 2015 жылғы 29 желтоқсандағы № 11 хаттамасына сәйкес және «Өріктау Оперейтинг» жауапкершілігі шектеулі серіктестігінің өтініші негізінде Ақтөбе облысы әкімдігі **ҚАУЛЫ ЕТЕДІ:**

1. «Өріктау Оперейтинг» жауапкершілігі шектеулі серіктестігіне Мұғалжар ауданында инфрақұрылым нысандарымен бірге көмірсутекті шикізат ұңғымаларын бұрғылау және пайдалану үшін және «Өріктау» кен орнын жайластыруға жалпы көлемі 976,47 гектар жер учаскесіне уақытша өтеулі жер пайдалану құқығы 2038 жылдың 5 желтоқсанына дейінгі мерзімге осы қаулының 1-қосымшасына сәйкес берілсін.
2. «Өріктау Оперейтинг» жауапкершілігі шектеулі серіктестігі мемлекет кірісіне өтеуге жататын ауыл шаруашылығы өндірісінің шығасылары 27337968 теңге мөлшерінде осы қаулының 2-қосымшасына сәйкес бекітілсін.
3. «Өріктау Оперейтинг» жауапкершілігі шектеулі серіктестігіне бүлінген жерлерді қалпына келтіру жобасын бір ай мерзім ішінде әзірлеу ұсынылсын.

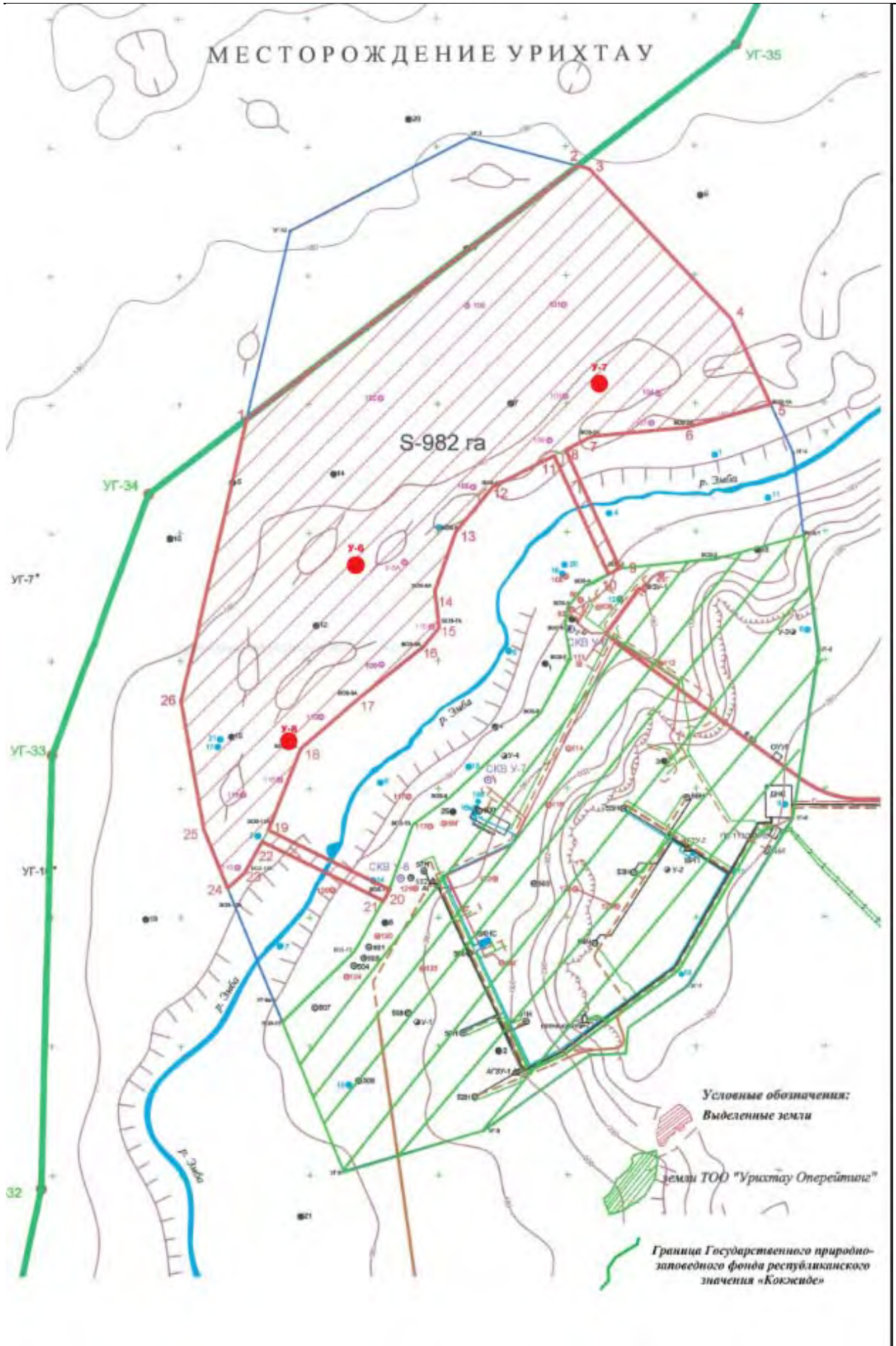
2

4. Осы қаулының орындалуын бақылау Мұғалжар ауданының әкімі С.Т. Шаңғұтовқа жүктелсін.

Ақтөбе облысының әкімі



Б. Сапарбаев



**Жоспар шегіндегі бөтен жер учаскелерінің
Посторонние земельные участки в границах плана**

Жоспар дағы № на плане	Жоспар шегіндегі бөтен жер учаскелерінің кадастрлық нөмірлері № дистриктивтік номері Посторонних земельных участков в границах плана	Аялдық, гектар Площадь, гектар
I	02-027-031-418 ЖҰ	0,0702
II	02-027-031-419 ЖҰ	0,0402
III	02-027-031-410 ЖҰ	0,0004
IV	02-027-031-411 ЖҰ	0,0005
V	02-027-031-412 ЖҰ	0,0005
VI	02-027-031-413 ЖҰ	0,0004
VII	02-027-031-414 ЖҰ	0,0005
VIII	02-027-031-403 ЖҰ	0,0011
IX	02-027-031-549 ЖҰ	1,0023
X	02-027-031-549 ЖҰ	0,9996
XI	02-027-031-549 ЖҰ	0,9993
XII	02-027-031-969 ЖҰ	0,9990
XIII	02-027-031-969 ЖҰ	0,9998
XIV	02-027-031-960 ЖҰ	0,18
XV	02-027-031-968 ЖҰ	0,08
XVI	02-027-031-949 ЖҰ	0,46
XVII	02-027-031-967 ЖҰ	0,04
XVIII	02-027-031-961 ЖҰ	0

Осы акт "ЖерҒӨӨ" РМҚА Ақтөбе филиалының Мұғалжар аудандық бөлімшесімен жасалды.
Настоящий акт изготовлен Мугалжарским районным отделением Актюбинского филиала РПН "НПЦзем"

Мәріс орны:  Ж.С. Шамғалиев

Место печати: 2016 жылғы 07 сәуірі

Осы актіні беру туралы жазба жер учаскесіне меншіктік құқығын, жер пайдалану құқығын беретін актілер жазылатын кітапта № д.34 болып жазылды.

Қосымша: №1 айрықша пайдалану режиміндегі жер учаскесінің тізімі. Запись о выдаче настоящего акта произведена в Книге записей актов на право собственности на земельный участок, право землепользования за № д.34

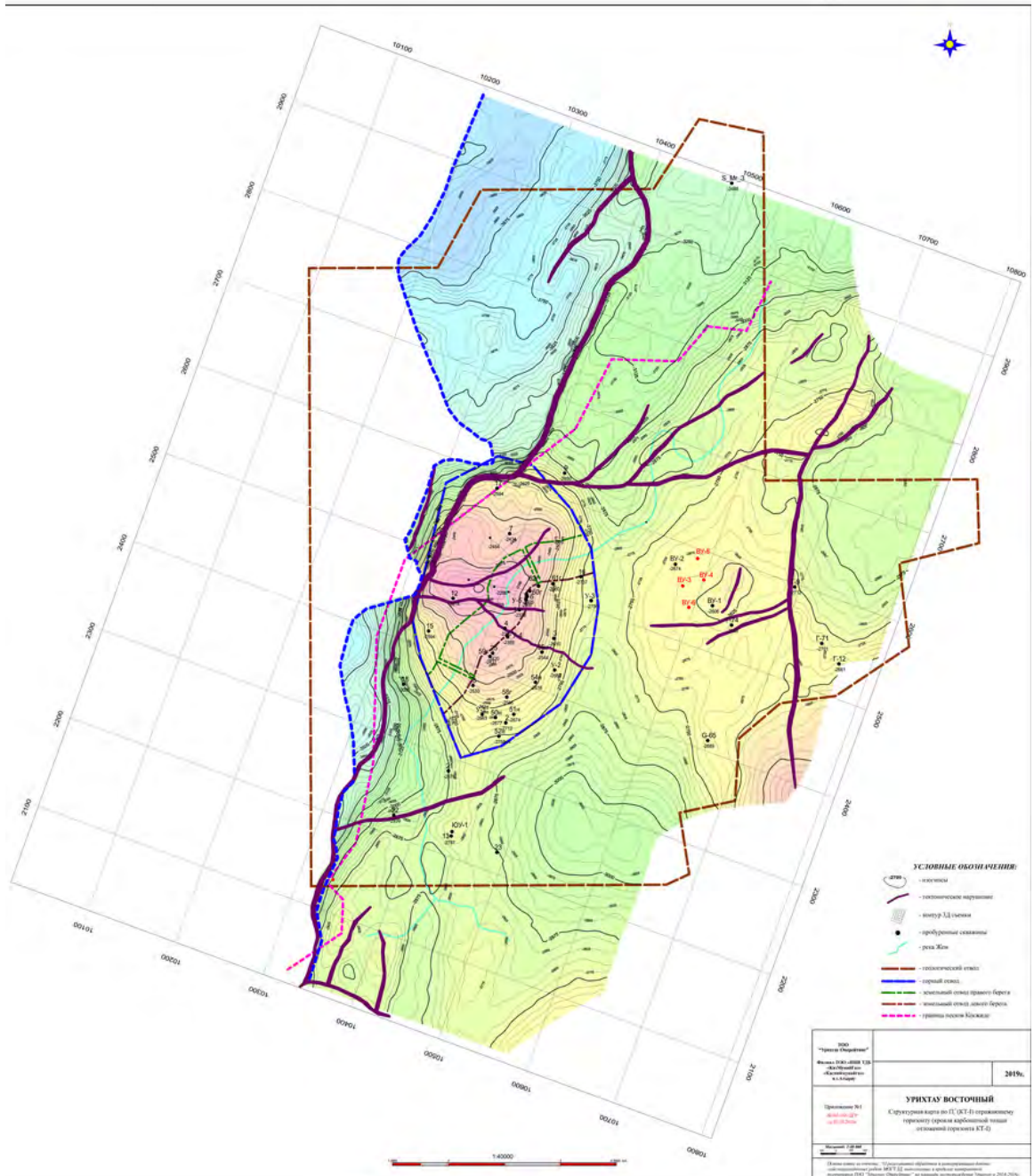
Приложение: №1 перечень земельных участков с особым режимом использования

Ескерту:

*Шектесулерді сипаттау жөніндегі ақпарат жер учаскесіне сәйкестендіру құжатын дайындаған сәтте күйінде

Примечание:

*Описание смежных документов на момент изготовления идентификационного документа на земельный участок



Климатические данные по Актыобинской области МС Мугоджарская

Наименование	МС Мугоджарская
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (январь) за год	-14,7 ^о С
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль) за год	+29,9 ^о С
Среднее количество осадков за теплый период года	142,2 мм
Среднее количество осадков за холодный период года	99,9 мм
Среднее число дней с пыльными бурями	-
Скорость ветра, повторяемость превышения которой за год составляет 5%	14 м/с

Средняя месячная и годовая температура воздуха, °С													
Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Сред.	-11,2	-11,2	-4,8	7,5	15,2	21,9	23,7	22,1	15,2	6,4	-2,8	-6,8	8,5

Средняя месячная и годовая скорость ветра, м/с													
Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Сред.	5,3	5,7	5,3	4,3	3,9	3,7	3,4	3,4	3,4	3,9	4,2	4,7	4,3

Повторяемость направления ветра и штгелей (%) и роза ветров за год

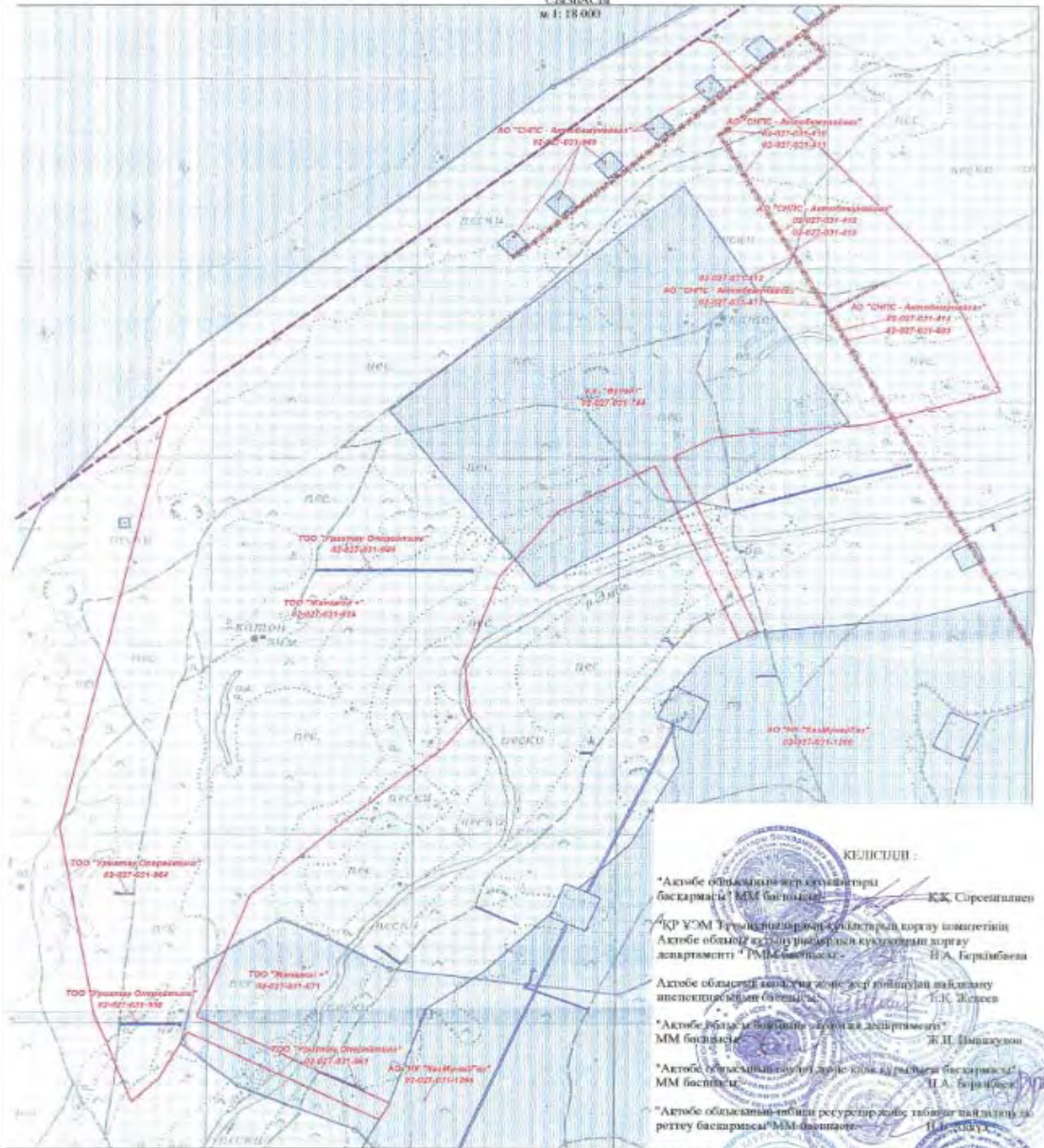
Направление	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штгель
Среднее	5	7	21	19	9	16	12	11	26

Роза ветров



Исп.: А.Шахметова
Тел. 8(7172)798302 ен.1104

"Әріс" Оперейтінг ЖШС-но Мұғалжар ауданындағы "Әріс" кен орнының азым пәлсапалармен бірге көмірсутегі шикізетін қамтамасыз бұрғылауға және кен орнын қайтағыртуға жер учаскелерін алып ала тандау жөніндегі актісіне қосымша



Шартты белгілер
 - сұралып отырған жер учаскесі

КЕЛІСПІМ :

Ақтөбе облысының жер қатынастары басқармасы ММ басшысы: К.Ж. Сірсеғалиев

ҚР ҰСМ Түркістан облысының "Ақтөбе облысы" филиалының Ақтөбе облысы құрылымдық-аумақтық қызметінің қызметінің басқармасы РМ басшысы: Н.А. Бердібаева

Ақтөбе облысының қорғаныс және жер қатынастары пайдалану инспекциясының басшысы: Т.С. Желес

Ақтөбе облысының заңнамалық департаменті ММ басшысы: Ж.Н. Шаңқұлов

Ақтөбе облысының әкімінің орынбасары басқармасы ММ басшысы: Н.А. Бердібаева

Ақтөбе облысының өңірлік ресурстар және қорғаныс пайдалану департаментінің басқармасы ММ басшысы: Т.С. Желес

Ақтөбе облысының тарихи-мәдени мұралар және рухани мұралар мен мәдениеттің объектілерін қорғау және пайдалану департаментінің басқармасы ММ басшысы: А.М. Мамбетов

Мұғалжар ауданының әкімі: У.А. Шаңқұлов

"Интеллектум" ЖШС-нің президентінің орынбасары: Ш.С. Қызылқостан

"Әріс Оперейтінг" ЖШС-нің және және мемлекеттік органдармен байланысты қорғаныс және пайдалану басқармасы: А.А. Төлеуғалиев

«Өріктау Оперейтинг» ЖШС-не Мұғалжар ауданындағы «Өріктау» кен орнынан инфрақұрылым нысандарымен бірге көмірсутекті шикізат ұңғымаларын бұрғылауға және кен орнын жайластыруға жер учаскелерін алдын-ала таңдау жөніндегі акт

Ақтөбе қаласы

19 қараша 2015 жыл

Комиссия құрамы:

Сәрсенғалиев Қабай
Қаленұлы

«Ақтөбе облысының жер қатынастары басқармасы» ММ басшысы, комиссия төрағасы

Комиссия мүшелері:

Беркімбаева Нұрсұлу
Алтынбекқызы

«ҚР ҰЭМ Тұтынушылардың құқықтарын қорғау комитетінің Ақтөбе облысы тұтынушылардың құқықтарын қорғау департаменті» РММ басшысы

Жекесев Ерөн
Қуанұлы

Ақтөбе облыстық геология және жер қойнауын пайдалану инспекциясының басшысы

Иманкулов Жақсығали
Исламұлы

«Ақтөбе облысы бойынша экология департаменті» ММ басшысы

Боранбаев Нұрлан
Акабайұлы

«Ақтөбе облысының сәулет және қала құрылысы басқармасы» ММ басшысы

Аққұл Нұржан
Байдаулетұлы

«Ақтөбе облысының табиғи ресурстар және табиғат пайдалануды реттеу басқармасы» ММ басшысы

Мамедов Аслан
Мәлікұлы

«Ақтөбе облыстық тарихи-мәдени мұраларды қорғау жөніндегі мемлекеттік инспекциясы» ММ басшысы

Шаңғұтов Серік
Тілеулесұлы

Мұғалжар ауданының әкімі

Елтезеров Мақсат
Қоқанбайұлы

«Инжгеосистем» ЖШС директорының орынбасары

Тажимуратов Аслан
Абдіжалиұлы

«Өріктау Оперейтинг» ЖШС қоғам және мемлекеттік органдармен байланыс бойынша кенесшісі

Облыс әкімдігінің 2009 жылғы 14 қыркүйектегі № 272 «Арнайы комиссия құру туралы» қаулысына сәйкес құрылған комиссия «Өріктау Оперейтинг» жауапкершілігі шектеулі серіктестігінің 30.10.2015 жылғы № 1557 өтінішіне сәйкес, мүдделі тараптарды шақырта отырып, Мұғалжар ауданындағы «Өріктау» кен орнынан инфрақұрылым нысандарымен бірге көмірсутекті шикізат ұңғымаларын бұрғылауға және кен орнын жайластыру үшін жер учаскелеріне алдын-ала таңдау жұмыстарын жүргізді.

Таңдалынып отырған жер учаскелері Ақтөбе облысының әкімдігінің 23.01.2013 жылғы №7 «Көкжиде-Құмжарған» жергілікті маңызы бар кешенді табиғи қаумалын құру» туралы қаулысына сәйкес (бұдан әрі - табиғи қаумал) құрылып, «Темір орман шаруашылығы» ММ-не берілген табиғи қаумалдың аумағымен іргелес орналасқан. Жер қойнауын зерттеу және пайдалану бойынша уәкілетті органдардың мәліметі бойынша табиғи қаумал аумағында ауыз судың көп мөлшерде қоры бар екені анықталған.

Сұралып отырған жер учаскелерінің алдын-ала көлемі 982,0 га құрайды.

Таңдалынып отырған жер учаскелерінен солтүстік батыс шегарасы шамамен 2,5-3 км ұзындықта табиғи қаумалдың шегарасымен шектеседі. Солтүстік шығысында шамамен 15 км қашықтықта жақын елді мекен Жаңажол вахталық поселкесі орналасқан. Оңтүстік шығысынан су қорғау аймағы шегінде 500 м жерден Жем өзенінің арнасы ағып өтеді. Далалық зерттеу барысында таңдалынып отырған жер учаскесінде консервацияға лайындалған бұрынғы көмірсутекті шикізат барлау ұңғымалары және солтүстігінде «СНПС Ақтөбемұнайгаз» АҚ су ұңғымалары орналасқандығы анықталды. Сондай-ақ, таңдалынып отырған жер учаскесінің шығысынан Жаңажол вахталық поселкесін сумен қамтамасыз ету үшін осы су ұңғымаларынан су алу қолдырғысына дейін су құбырлары және электр беру желісі өтеді.

Жер учаскесі «Әулет» шаруа қожалығының және «Жаңажол+» ЖШС жерлерінде.

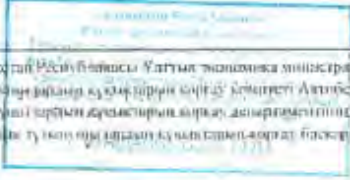
Жер учаскесінің рельефі төбелі, топырағы құмдық, кейбір жерлерінде сайдың тереңдігі 5-6 м құрайды. Жер учаскесінде және айналасында бұталы өсімдіктер бар.

Осыларды көрсете отырып, комиссия шешім етті:

«Өріктау Оперейтинг» ЖШС-не Мұғалжар ауданындағы «Өріктау» кен орнынан инфрақұрылым нысандарымен бірге көмірсутекті шикізат ұңғымаларын бұрғылауға және кен орнын жайластыру үшін алдын-ала көлемі 982,0 га жер учаскелері ҚР «Ерекше қорғалатын табиғи аумақтар туралы» Заңының 10 бабы 2 тармағы 10, 11 тармақшаларына сәйкес, ерекше қорғалатын табиғи аумақтарда осы аумақтардың экологиялық жүйелерінің жай-күйіне, сондай-ақ оларды қорғау және пайдалану режиміне теріс әсер етпеген және комиссия мүшелерінің келісімін алған жағдайда таңдалынсын.





	Назначение ТҚЖ (объект) катты Код фирма по ОКУД _____ КУЖБЕ бөлiмшi ұйым атауы _____ Кәсіпорны атауы по ОКПО _____
Қазақстан Республикасы Ұлттық экономика министрінің Үлкенқарағандық аудандық округінің қаласы Ақтобе облысы Үлкенқарағандық аудандық округінің қаласы Ақтобе облысы «Ақтобе тұтыну бірлестігі құрылым-қорғал басқармасы» РҚМБ	Республикастық мемлекеттік уәкілеттік «Мұғалжарское районное управление по защите прав потребителей» департаменті ил қаласы Ақтобе облысының Ақтобе қаласындағы «Мұғалжарское районное управление по защите прав потребителей» МҮСЗ РҚ

**Санитариялық-эпидемиологиялық қорытынды
Санитарно-эпидемиологическое заключение**

№ 02 // 12 ¹⁶⁶ 2015 ж. (г.)

1. Санитариялық-эпидемиологиялық сараптау (Санитарно-эпидемиологическая экспертиза) проведена Мұғалжар ауданындағы «Оріқтау» кеп орнынан инфрақұрылым нысандарымен бірге көмірсутекті шикізат ұңғымаларын бұрғылау және кеп орнынан жайластыру үшін жер учаскелеріне алынып-ала тандау жұмыстары **Жүргізілді** (Проведена) Ақтобе облыстық ТҚК Департаментінің шығыс № 4-1-1/7213 17.11.2015ж. хаты және Ақтобе облысының жер қатынастары басқармасының 2015 жылғы 13 қарашасындағы № 03-05/1274 хаты
2. Тапсырыс (отпiлiс) беруші (Заказчик) (заявитель) Ақтобе облысының жер қатынастары басқармасы. Ақтобе қаласы Әбілхайыр хан даңғылы,40
3. Санитариялық-эпидемиологиялық сараптау жүргізілетін нысанның қолданылу аумағы (Область применения объекта санитарно-эпидемиологической экспертизы) Мұғалжар ауданындағы «Оріқтау» кеп орнынан инфрақұрылым нысандарымен бірге көмірсутекті шикізат ұңғымаларын бұрғылау және кеп орнынан жайластыру үшін жер учаскелеріне алынып-ала тандау
4. Жобалар, материалдар дайындалды (Проекты, материалы разработаны подготовлены) кажет емес
5. Ұсынылған құжаттар (Представленные документы)
 1. Ақтобе облыстық ТҚК Департаментінің шығыс № 4-1-1/7213 17.11.2015ж. хаты
 2. Ақтобе облысының жер қатынастары басқармасының 2015 жылғы 13 қарашасындағы № 03-05/1274 хаты
 3. дозиметриялық бақылау хаттамасы № 498 18.11.2015ж.
 4. санитариялық-эпидемиологиялық тексеру актісі 18.11.2015ж.
 5. Қазақстан Республикасының экологиялық заңнамасы талаптарына сәйкестік туралы тексеру акт № F-055-13 30.11.2015
6. Өнімнің үлгілері ұсынылды (Представлены образцы продукции) кажет емес
7. Басқа ұйымдардың сараптау қорытындысы (егер болса) (Экспертное заключение других организаций если имеются) берілген жоқ
 Қорытынды берген ұйымның атауы (наименование организации выдавшей заключение)
8. Сараптама жүргізілетін нысанның толық санитариялық-гигиеналық сипаттамасы мен оған берілетін баға (хызметке, ұрдіске, жағдайға, технологияға, өндіріске, өнімге) (Полная санитарно-гигиеническая характеристика и оценка объекта экспертизы (услуг, процессов, условий, технологий, производства, продукции): кажеті жоқ.
9. Құрылыс салуға бөлінген жер учлесінің, қайта жаңартылатын нысанның сипаттамасы (өлшемдері, ауданы, топырағының түрі, учаскенің бұрын пайдаланылуы, жерасты

суларының түру бийіктігі, батпақтың, желдің басында баыттары, санитариялық-қорғау думалының өшеңдері, сумен, канализациямен, жылумен қамтамасыз ету мүмкіндігі және қоршаған орта мен қалық денсаулығына тигізер әсері, дүние тараптары бойынша бағыты (Характеристика земельного участка под строительство, объекта реконструкции; размеры, площади, вид грунта, неиспользование участка в прошлом, высота стояния грунтовых вод, наличие заболоченности, господствующие направления ветров, размеры санитарно-защитной зоны, возможность водоснабжения, канализования, теплоснабжения) и влияния на окружающую среду и здоровья населения, ориентация по сторонам света.) Таңдалып отырған көмірсутекті шикізат ұңғымаларын бұрғылауға және кен орынан жайластыруға үшін жер учаскелері Ақтөбе облысының әкімдігінің 23.01.2013ж. № 7 «Көкжәне-Күмжарған» жергілікті маңылы бар кешенді табиғи қаумалдың құру туралы қаулысына сәйкес (бұдан әрі-табиғи қаумал) құрылып, «Гемір орман шаруашылығы» ММ-не берілген табиғи қаумалдың аумағымен іргелес орналасқан.

Сұралған отырған жер учаскелерінің алдын-ала көлемі 982,0 га құрайды.

Таңдалынып отырған көмірсутекті шикізат ұңғымаларын бұрғылауға және кен орынан жайластыруға жер учаскелерінің солтүстік батыс шекарасы шамамен 2,5-3 км. ұзындықта табиғи қаумалдың шекарасымен шектеседі. Солтүстік шығысында шамамен 15 км қашықтықта жақын елді мекен «Жаңажол» вахталық поселкесі орналасқан. Оңтүстік шығысынан су қорғау аймағы шегінде 500 м жерден Жем өзенінің арнасы ағып өтеді.

Дидалық зерттеу барысында таңдалынып отырған жер учаскесінде консервацияға дайындалған бұрынғы көмірсутегі шикізат барлау ұңғымалары және солтүстігінде «СНПС-Ақтөбеқұмсайгаз» АҚ су ұңғымалары орналасқандығы анықталды. Соңдай-ақ, таңдалынып отырған жер учаскесінің шығысынан Жаңажол вахталық поселкесінің сумен қамтамасыз ету үшін осы су ұңғымаларынан су алу қондырғысына дейін су құбырлары және электр беру желісі өтеді.

Жер учаскесі «Әулет» шаруа қожалығының және «Жаңажол+» ЖШС жерлерінде.

Жер учаскесінің рельефі төбелі, топырағы құмдық, кейбір жерлерінде сайдың тереңдігі 5-6 м. құрайды. Жер учаскесінде және айналасында бұталы өсімдіктер бар.

10. Зертханалық және зертханалық-аспаптық зерттеулер мен сынақтардың хаттамалары, сонымен қатар бас жоспардың, сызбалардың, суреттердің көшірмелері (Протоколы лабораторных и лабораторно-инструментальных исследований и испытаний, а также выкопировки из генеральных планов, чертежей, фото), дозиметриялық бақылау хаттамасы № 498 18.11.2015ж.- санитариялық талапқа сай келеді

**Санитариялық-эпидемиологиялық қорытынды
Санитарно-эпидемиологическое заключение**

Санитариялық-эпидемиологиялық экспертиза жүргізу негізінде Мұғалжар ауданындағы «Өрікті» кен орынан инфрақұрылым нысандарымен бірге көмірсутекті шикізат ұңғымаларын бұрғылау және кен орынан жайластыру үшін жер учаскелеріне ҚР ҰЭМ бұйрығымен бекітілген № 237 20 наурыз 2015ж. «Өндірістік нысандарға санитариялық қорғаныш аймағын белгілеуге қойылатын санитариялық-эпидемиологиялық талаптар» СК сай келеді.

Ұсыныстар (Предложения): нет.

На основании Кодекса Республики Казахстан 18 сентября 2009 года «О здоровье народа и системе здравоохранения» № 193-IV ЗРК настоящее санитарно-эпидемиологическое заключение имеет обязательную силу

М. П. Қазақстан Республикасы Ұлттық экономика министрлігі
Тұтынушылардың құқықтарын қорғау комитеті Ақтөбе облысы
Тұтынушылардың құқықтарын қорғау департаментінің
Мұғалжар аудандық тұтынушылардың құқықтарын қорғау
басқармасы» РММ

С.Т.Дилимбетов

орын: Р.Молдағалиева
3626)

Қазақстан Республикасының экологиялық заңнамасы талаптарына сәйкестік туралы тексеру
АКТ
 обследования на соответствие требованиям экологического законодательства Республики Казахстан



№ F-055-13

2015 жылғы «30» қараша

м/к Ақтөбе облысы Мұғалжар ауданы
 г/п өткізу орны (место проведения)

Мемлекеттік экологиялық инспекторы Мемлекеттік экологиялық инспекторы - Бижанова Г.С.
 Государственный экологический инспектор *тексеру жүргізіген тұлғаның лауазымы, аты-жөні (Ф.И.О., должность проверяющего лица)*

ҚР ЭК 115 бабының және «ҚР Мемлекеттік бақылау және қадағалау туралы» Заңының 10 б. 3 т. сәйкес
 в соответствии со ст.115 ЭК РК и п.3 ст.10 Закона РК «О государственном контроле и надзоре в РК».

Ақтөбе облысының жер қатынастары басқармасы 13 қараша №03-05/1274 хаты негізінде
 негізінде тексеру жүргізілді/ *обследование проведено на основании*
«Өріқтау Оперейтинг» ЖШС-і қоғам және мемлекеттік органдармен байланыс бойынша кеңесшісі-
Тажимуратов А.А.
жеке тұлғаның аты-жөні немесе заңды тұлғаның атауы (ф.и.о., физического лица, наименование юридического лица)

БСН (БИН): 091 040 003 677

Ақтөбе қаласы Әбілхайыр даңғылы көшесі №10
 Жеке, Заңды тұлғаның (филиалдың) пошталық мекен-жайы, телефон;
 (Почтовый адрес физического, юридического лица(филиала), телефон)

қызмет түрі Мұнай газ өнімдерін іздеу-барлау
 вид деятельности
 қатысуымен
 с участием «Өріқтау Оперейтинг» ЖШС-і қоғам және мемлекеттік органдармен байланыс бойынша кеңесшісі-
Тажимуратов А.А.

заңды, жеке тұлғаның өкілі аты-жөні (Ф.И.О., представителя физического, юридического лица.)

Нысанның қысқаша сипаттамасы: Ақтөбе облысының жер қатынастары басқармасы 13 қараша №03-05/1274 хаты негізінде «Өріқтау Оперейтинг» ЖШС-і Мұғалжар ауданындағы «Өріқтау» кен орнынан инфрақұрылым нысандарымен бірге көмірсутекті шикізат ұнғымаларын бұрғылауға және кен орнынан жайластыруға көлемі 982,0 га жер телімін таңдау бойынша далалық зерттеу жұмыстары жүргізілді.

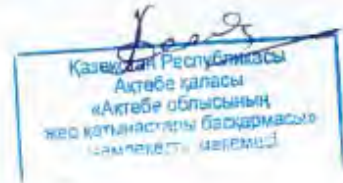
Сұралып отырған жер жер телімі «Көкжиде-Құмжарған» жергілікті маңызы бар кешенімен «Темір орман шарушылығы» ММ-не берілген жергілікті кешенмен іргелес орналасқан. Жер телімінің алдын-ала көлемі 982,0 га құрайды. Далалық зерттеу жұмыстары кезінде жер телімінің солтүстік шығысында шамамен 15 шақарым қаңдықтықта Жанажол вахталық поселкесі орналасқан. Солтүстік батысында шамамен 2,5-3 шақарымда «Көкжиде-Құмжарған» жергілікті маңызы бар кешені шекарасымен шектеседі. Оңтүстік шығысында су қорғау аймағы шегінде 500 м жерден Жем өзені арнасы ағып өтеді. Таңдалынып отырған жер телімінде «СНПС-Ақтөбемұнайгаз» АҚ-н консервацияға дайындалған бұрынғы көмірсутекті шикізат барлау және су барлау ұнғымалары орналасқандығы анықталды. Шығыс бағытымен жер телімінде Жанажол вахталық поселкесін сумен қамтамасыз ету үшін су құбырлары және электр беру желісі өтіп жатыр.

Сонымен қатар, жер телімінде «Әулет» шаруа қожалығы және «Жанажол+» ЖШС орналасқан. Таңдалынып отырған жер телімі рельефі төбелі, толырағы құмды, кей жерлері сайлы айналасында бұталы өсімдіктер бар.

Мемлекеттік экологиялық сараптама қорытындысы:

жер учаскесінің көлемі 982,0 га
площадь земельного участка
 су пайдалану: -
водоснабжение
 жылумен қамтамасыз ету: -
тепловоснабжение
 инженерлік коммуникациялар болуы: -
наличие инженерных коммуникаций
 жасыл екпелердің болуы: Бар
наличие зеленых насаждений
 қосымша мәліметтер: -
дополнительные материалы
 тексерудің нәтижелері, ұсыныстар:
выводы, предложения Далалық зерттеу жұмыстары кезінде таңдалынып отырған жер телімі табиғатты қорғау заңдылығына байланысты бұзушылықтар анықталмады.

Тексеру нәтижесі жөніндегі актіге қосымшалар: - _____
(к акту - обследованию прилагаются)
Акт толтырған мемлекеттік экологиялық инспекторы: _____
Мемлекеттік экологиялық инспекторы: _____ Г.С. Бижанова
Акт составлен государственным экологическим инспектором _____
Тексеруге қатысқандар: _____ (аты-жөні, қолы (жазылған), (должность, ф.п.о., патшесі))
(участники обследования): _____
Ақтөбе облысының жер қатынастары басқарма басшысы _____ К. Сарсенғалиев
М.П./М.Ө



*Ақтөбе облысы
Әкімі*

АҚТӨБЕ ОБЛЫСЫНЫҢ ӘКІМДІГІ
«АҚТӨБЕ ОБЛЫСЫНЫҢ
ТАБИҒИ РЕСУРСТАР
ЖӘНЕ ТАБИҒАТТЫ
ПАЙДАЛАНУДЫ РЕТТЕУ
БАСҚАРМАСЫ»
МЕМЛЕКЕТТІК МЕКЕМЕСІ



АКИМАТ АКТЮБИНСКОЙ ОБЛАСТИ
ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«УПРАВЛЕНИЕ
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И
РЕГУЛИРОВАНИЯ
ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ
АКТЮБИНСКОЙ ОБЛАСТИ»

030010, Ақтөбе қаласы, Әбілқайыр хан даңғылы, 40
төл. : 8 (7132) 55-09-30, факс: 8 (7132) 55-09-34

030010, город Актюбск, пр. Абилайлыр хана, 40
тел.: 8 (7132) 55-09-30, факс: 8 (7132) 55-09-34

№ 4-1/3743
28.11.14ж

Мекеме басшыларына
(тізім бойынша)

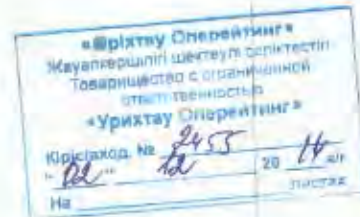
«Ақтөбе облысының табиғи ресурстар және табиғатты пайдалануды реттеу басқармасы» ММ 2014 жылдың 27 қарашасында облыс әкімінің бірінші орынбасары Р.К. Кемалованың төрағалығымен өткізілген Көкжиде құм объектісінің қоршаған ортасын қорғау мәселесі жөніндегі ведомстваралық комиссия отырысының хаттамасын жұмыс бабында қолдану үшін және шаралардың мерзім уақытында орындау үшін жолдайды.

Қосымша: хаттама 2 бетте.

Н. Аққұл

Орын. Лименкина Е.
Тел. 55-09-26

002170



**Выписка из протокола заседания
Межведомственной комиссии по вопросам охраны окружающей среды
объекта «пески Кокжиде»**

г. Актобе

27 ноября 2014г.

Председествовал: первый заместитель акима Актюбинской области
Кемалова Р.К., председатель комиссии

Присутствовали: (по списку)

Повестка дня

**1. О результатах мониторинга подземных и поверхностных вод
объекта «пески Кокжиде» в 2014г.**

**2. О принимаемых мерах недропользователями АО «СНПС-
Актобемунайгаз», АО «КМК Мунай», ТОО «Фирма Ада Ойл» по охране
окружающей среды при производстве работ на объекте пески Кокжиде.**

(Кемалова, Фрейберг, Иманкулов, Акимов, Шангирбаев, Берденов)

В связи с установленными вышеперечисленными фактами загрязнения,
влияющими на состояние окружающей среды массива Кокжиде,
Межведомственная комиссия **РЕШИЛА РЕКОМЕНДОВАТЬ:**

2. Компаниям-недропользователям:

2.1. АО «КМК Мунай» провести в порядке, установленном
законодательством, работы по:

- ликвидации загрязнения на площадке ликвидированной поисково-
разведочной скважины Г-5;

- комплексному обследованию производственных участков в пределах
песчаного массива по поиску и выявлению источников загрязнения
подземных вод, выявленных в скважине 17-Н. Работы провести в возможно
короткий срок;

- предусмотреть расширение сети мониторинговых скважин на участке
Мортук Южный, связи с расширением производственной деятельности и
бурением разведочных скважин;

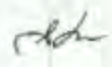
- предусмотреть ведение производственного экологического контроля и
мониторинга на участке Мортук Южный;

- учесть рекомендации Межведомственной комиссии при
формировании Плана природоохранных мероприятий на 2015г.

Информацию о результатах проведенных работ предоставить в
соответствующие контролирующие органы и ГУ «Управление природных
ресурсов и регулирования природопользования».

2.2. АО «СНПС-Актобемунайгаз»:

- продолжить проведение работ в 2015 году по очистке участка
загрязнения в районе добывающей скважины Г-106, с целью окончательной
ликвидации загрязнения;



- предусмотреть мероприятия по очистке внутрипромысловых дорог от зацосов песка и внести предложения по предотвращению их повторного заноса.

2.3. ТОО «Урихтау Оперейтинг»:

- в срок до 15.02.2015 года предоставить сведения в ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования» о проведенных работах на ликвидированных скважинах Г-9, Г-14 и Г-19, с приложением подтверждающих фотографий;

- при проведении работ в 2015 году предусмотреть мероприятия по предупреждению ущерба р. Эмба при пересечении бродов спелтехники и работе в водоохранной полосе;

2.4. АФ ТОО «Фирма Ада Ойл» в 2015 году принять меры по поиску и выявлению возможного источника загрязнения подземных вод тяжелыми металлами, выявленные в скважине 15-М.

2.5. Всем недропользователям:

- рекомендуется пересмотреть Программу производственного экологического контроля подземных вод и предусмотреть расширение ведомственных сетей наблюдения, с учетом расширения участков производства;

- при разработке Программы производственного экологического контроля (ПЭК) и производственного экологического мониторинга (ПЭМ) на 2015 год предусмотреть разработку Плана мероприятий по охране окружающей среды в пределах песчаного массива;

- предоставить в ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования» сведения о планируемой производственной деятельности (строительство объектов по добыче, сбору и транспортировке нефти, внутрипромысловых дорог и др.) в пределах песчаного массива на 2015 год в срок до 15.01.2015 г.

3. Координирующему органу Комиссии - ГУ «Управление природных ресурсов и регулированию природопользования Актюбьинской области»:

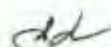
3.2. довести данное протокольное решение до членов Комиссии и участников совещания;

3.3. продолжить в 2015 году мониторинг подземных и поверхностных вод на объекте «пески Козюкде»;

3.4. взять на контроль исполнение настоящего протокольного решения.

Выписка верна

Секретарь комиссии

 Е. Лименкина

ПРОТОКОЛ ЗАСЕДАНИЯ

Межведомственной комиссии по вопросам охраны окружающей среды объекта «пески Кокжиде»

г. Актюбе

03 октября 2013г.

Председательствовал:

заместитель акима Актюбинской области Кемалова Р.К.,
председатель комиссии

Присутствовали: (по списку)

Повестка дня

1. О выполнении протокольных решений Комиссии и реализации Плана мероприятий по охране окружающей среды песков Кокжиде.

2. Об итогах весенних и летних исследований 2013 года мониторинга подземных и поверхностных вод песков Кокжиде.

3. О принимаемых мерах недропользователями АО «СНПС-Актобемунайгаз», ТОО «КМК Мунай», ТОО «Фирма Ада Ойл» по охране окружающей среды при производстве работ на объекте пески Кокжиде.

(Кемалова, Усенгалиев, Фрейберг, Джанбабаев, Акимов, Шангирбаев, Берденов)

Заслушав выступления участников совещания, Межведомственная комиссия по вопросам охраны окружающей среды объекта «пески Кокжиде» отметила, что по итогам мониторинговых наблюдений, результатов плановых и внеплановых проверок контролирующих органов, результатов анализа производственного экологического мониторинга недропользователей были установлены следующие факты:

1. превышение допустимого содержания нефтепродуктов в подземных водах песчаного массива Кокжиде по мониторинговой скважине № 17-Н (совместная контрактная территория АО «СНПС-Актобемунайгаз» и АО «КМК Мунай»);

2. установлено, что предписанные меры по устранению нарушений по ликвидированным скважинам Г-2 и Г-5 (АО «КМК Мунай») не выполнены. Предписания по ликвидированным скважинам Г-14 (ТОО «Урихтау Оперейтинг»), Г-19, Г-20 (ТОО «Арал Петролеум Капитал») выполнены не в полном объеме. Меры по ликвидации загрязнения в районе скважины Г-106 принимаются;

3. при повторном обследовании ликвидированной скважины Г-9 отмечено, что после проведения ремонтных работ на устье скважины по-прежнему происходит протекание нефтесодержащей жидкости, о чем свидетельствуют высокие показания давления в скважине по манометру устьевого оборудования;

4. показатели Комплексного индекса загрязненности вод (КИЗВ) в р. Темир, при протекании через контрактные территории АО «СНПС-Актобемунайгаз» и АО «КМК Мунай», увеличиваются более чем в 1,5 раза, т.е. на данном участке происходит дополнительное поступление загрязняющих веществ;

5. по результатам весеннего этапа исследований выявлен источник загрязнения поверхностных вод р. Эмба бытовым мусором в районе с. Сага. К моменту проведения летнего этапа исследований источник ликвидирован;

охраны окружающей среды при проведении нефтяных операций;

- внести предложение по внедрению специальных экологических требований к недропользователям при освоении месторождений в пределах песчаного массива Кокжиде;

1.2. Межрегиональному Департаменту «Запказнедра»:

- взять на контроль устранение ТОО «Арал Петролеум Кэпитал» протекания на устье ликвидированной поисково-разведочной скважины Г-9 0;

- подготовить предложение по пересмотру Контрактов на недропользование, с внесением особых условий, в связи с ведением производственных работ в пределах массива Кокжиде;

1.3. Территориальной земельной инспекции:

- взять на особый контроль соблюдение норм земельного законодательства при строительстве и эксплуатации объектов инфраструктуры недропользователями на песках Кокжиде;

и провести инспектирование площадок ликвидированных поисково-разведочных скважин - Г-2, Г-5 (ОА «КМК Мунай»), Г-14 (ТОО «Урихтау Оперейтинг»), Г-19, Г-20 (ТОО «Арал Петролеум») на предмет ликвидации загрязненных участков;

1.4. Урало-Каспийской бассейново-водной инспекции:

- оперативно выявлять источники загрязнения, в том числе от проведения нефтяных операций, поверхностных вод рр. Темир и Эмба, в пределах водоохранных зон и полос;

2. Компаниям-недропользователям:

2.1.АО «КМК Мунай» провести в порядке, установленном законодательством, работы по:

- ликвидации источника загрязнения нефтепродуктами на площадках ликвидированных поисково-разведочных скважин Г-2 и Г-5 в срок до 15.01.2014г.;

- ремонту и обустройству устья ликвидированной поисково-разведочной скважины Г-2 в соответствие с нормативными требованиями, в срок до 20.02.2014г.

Информацию о результатах проведенных работ предоставить в ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования»;

2.2.АО «СНПС-Актобемунайгаз» и АО «КМК Мунай» предусмотреть в 2014 год мероприятия по исключению поступления загрязняющих веществ в р. Темир.

2.3.АО «СНПС-Актобемунайгаз»:

- предоставить в ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования» информацию о выполненных в период с 01.01.2010г. по 01.10.2013г. работах по очистке территории от нефтезагрязненного грунта в районе площадки добывающей скважины Г-106 в срок до 22.10.2013 г.;

2.4.ТОО «Арал Петролеум Кэпитал» на основании вышеуказанных фактов наличия участков загрязнения провести:

- на площадке ликвидированной поисково-разведочной скважине Г-19 работы по поиску устья скважины и ликвидации участков загрязнения нефтепродуктами;

- на площадке ликвидированной поисково-разведочной скважине Г-20 работы по ликвидации участков загрязнения нефтепродуктами;

- устранить протекание на ликвидированной скважине Г-9.

В случае подтверждения высоких значений давления принять меры по устранению данной угрозы. О результатах выполнения работ доложить в ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования» в срок до 01.04.2014г.;

✓ 2.5. ТОО «Урихтау Оперейтинг» провести на площадке ликвидированной поисково-разведочной скважине Г-14 работы по ликвидации участков загрязнения нефтепродуктами.

2.6. АФ ТОО «Фирма Ада Ойл» предоставить в ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования», Департамент Экологии, Урало-Каспийскую бассейново-водную инспекцию разработанные мероприятия по предотвращению загрязнения окружающей среды в период паводка и подтопления производственных объектов в срок до 01.12.2013г.;

2.7. Всем недропользователям:

- рекомендуется пересмотреть Программу производственного экологического контроля подземных вод и предусмотреть расширение ведомственных сетей наблюдения, с учетом расширения участков производства;

- при разработке Программ производственного экологического контроля (ПЭК) и производственного экологического мониторинга (ПЭМ) на 2014 год предусмотреть разработку Плана мероприятий по охране окружающей среды в пределах песчаного массива;

- предоставить в ГУ «Управление природных ресурсов и регулирования природопользования» сведения о планируемой производственной деятельности (строительство объектов цо добыче, сбору и транспортировке нефти, внутрпромысловых дорог и др.) в пределах песчаного массива на 2014 год в срок до 01.12.2013 г.;

- в срок до 01.12.2013 года предоставить расширенную информацию о состоянии ликвидированных (законсервированных) поисково-разведочных скважин в пределах песчаного массива.

3. Координирующему органу Комиссии - ГУ «Управление природных ресурсов и регулированию природопользования» Актюбинской области:

3.1. довести данное протокольное решение до членов Комиссии и участников совещания;

3.2. взять на контроль исполнение настоящего протокольного решения;

3.3. продолжить в 2014 году мониторинг подземных и поверхностных вод на объекте «пески Кокжиде»;

3.5. внести предложения по совершенствованию мониторинга подземных и поверхностных вод в районе песчаного массива Кокжиде на 2014-2015гг.;

3.4. совместно с Урало-Каспийской бассейново-водной инспекцией внести предложения приданию подземным водам песчаного массива Кокжиде статуса водного объекта особого государственного значения и по расширению границ ООПТ «Кокжиде-Кумжарган».

Председатель Межведомственной комиссии,
заместитель Акима области

Р.Кемалова

Секретарь комиссии

Е. Лимешкина

ПРОТОКОЛ ЗАСЕДАНИЯ

**Межведомственной комиссии по вопросам охраны окружающей среды
объекта «пески Кокжиде»**

г. Актобе

28 декабря 2015г.

Председательствовал: заместитель акима Актыобинской области Ескалиев
Г.Н., председатель комиссии

Присутствовали: (по списку)

Повестка дня

1. О результатах мониторинга подземных и поверхностных вод объекта «пески Кокжиде» в 2015г.

2. О принимаемых мерах недропользователями АО «СНПС-Актобемунайгаз», АО «КМК Мунай», ТОО «Фирма Ада Ойл» по охране окружающей среды при производстве работ на объекте пески Кокжиде.

(Ескалиев, Байбулов, Акимов, Берденов, Шангирбаев)

1. Принять к сведению информацию ТОО «Алия и Ко» о результатах мониторинга подземных и поверхностных вод объекта «пески Кокжиде».

2. Принять к сведению информацию о принимаемых мерах недропользователями АО «СНПС-Актобемунайгаз», АО «КМК Мунай», ТОО «Фирма Ада Ойл» по охране окружающей среды при производстве работ на объекте пески Кокжиде.

Заслушав выступления участников совещания, Межведомственная комиссия по вопросам охраны окружающей среды объекта «пески Кокжиде» отметила, что по итогам мониторинговых наблюдений, результатов анализа производственного экологического мониторинга недропользователей были установлены следующие факты:

- повсеместно превышено ПДК содержание железа и тяжелых металлов в подземных водах в наблюдательных скважинах;

- превышение допустимого содержания нефтепродуктов в подземных водах песчаного массива Кокжиде:

по мониторинговым скважинам №№ 14-М, 15-М, 11-Н (контрактная территория ТОО «Фирма Ада Ойл», АО «КМК Мунай») в период весеннего этапа наблюдений;

по мониторинговым скважинам 15-М, 11-Н (контрактная территория ТОО «Фирма Ада Ойл», АО «КМК Мунай») в летний период;

по скважины № 5-М, 6-М, 9-М, 10-М и 12М (контрактная территория АО «КМК Мунай», ТОО «Фирма Ада Ойл», АО «СНПС-Актобемунайгаз») в осенний период наблюдений.

- прогрессирование дефляционных процессов песков вдоль дорог и трубопроводов на территории ТОО «Фирма Ада Ойл»;

- нарушение конструкций у ряда законсервированных (ликвидированных) скважин, загрязнение прилегающих территорий к законсервированным и действующим скважинам на территории АО «КМК Мунай», ТОО «Фирма Ада Ойл», АО «СНПС-Актобемунайгаз», ТОО «Урихтау Оперейтинг».



Состояние поверхностных вод в районе проведения наблюдений оценивается как удовлетворительное с небольшими отклонениями по ряду показателей: нефтепродукты, тяжелые металлы, БПК и др.

В связи с установленными вышеперечисленными фактами загрязнения, влияющими на состояние окружающей среды массива Кокжиде, Межведомственная комиссия **РЕКОМЕНДУЕТ:**

1. Хозяйствующим субъектам, в целях сохранения уникального подземного месторождения пресной воды Кокжиде, ограничить расширение производственной деятельности на объекте пески Кокжиде, в том числе бурение новых скважин и разведочные работы.

2. Государственным органам в рамках своих полномочий:

2.1. Департаменту экологии по Актыобинской области осуществлять контроль за деятельностью недропользователей, предоставить предложения по сохранению месторождения «подземные воды Кокжиде»;

2.2. Межрегиональному Департаменту «ЗапКазнедра» взять на контроль исполнение недропользователями рекомендаций, указанных в п.3.и.п.4 настоящего протокола;

2.3. ГУ «Управление по контролю за использованием и охраной земель Актыобинской области» взять на особый контроль соблюдение норм земельного законодательства при строительстве и эксплуатации объектов инфраструктуры и проведении работ по разведки месторождений недропользователями на песках Кокжиде;

2.4. Актыобинский территориальный отдел РГУ «Жаик-Каспийская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов» при проведении проверок взять на особый контроль соблюдение норм природоохранного законодательства недропользователями на песках Кокжиде.

3. Компаниям-недропользователям в срок до 1 июня 2016 года, провести в порядке, установленном законодательством, работы на скважинах: ремонт бетонных оснований, установка реперов, шпилек, покраска ограждения и т.д.:

3.1. АО «КМК Мунай» скважины № 14 N, № 3-Ю. Мортук, №№ 7 M, 8 M, открытая скважина, находящаяся в районе АКЗУ-1;

3.2. АО «СНПС-Актобемунайгаз» скважина № 6 M;

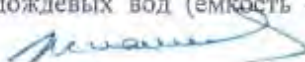
3.3. ТОО «Урихтау Оперейтинг» скважины №№ 13, 21, 23 ,9, 9-M,10-M, 12, 65, Г-74, Г-75, 18, 20, 22;

3.4. АФ ТОО «Фирма Ада Ойл» скважины №№ 905,907.

4. Всем недропользователям:

4.1. строго соблюдать «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добычи полезных ископаемых на территории Республики Казахстан» утвержденные постановлением Правительства РК от 10.02.2011г №123;

4.2. усилить контроль при добыче углеводорода для недопущения разлива его на поверхности земли и попадания в нижележащие горизонты. Во избежание попадания нефтепродуктов в водоносные горизонты, в срок до 1 июня 2016г под нефтяные качалки установить железные емкости, размером 3*10*0,4 м со сборником дождевых вод (емкость – 1 куб.м) и обсыпать



песком. По мере накопления обеспечить очистку емкости от нефтепродуктов и дождевых, своевременно удалять замазученный грунт;

4.3. в глубоких нефтяных скважинах 2 раза в год производить замеры в затрубном пространстве и в стволе скважины, в случае перетока стволы скважин торпедировать, для изоляции горизонтов прокачать цементный раствор;

4.4. производить единовременные полугодовые замеры статических уровней подземных вод по всем действующим наблюдательным скважинам, расположенным в пределах песчаного массива Кокжиде;

4.5. не допускать стихийные свалки в пределах контрактных территорий;

4.6. в пределах контрактных территорий установить предупреждающие таблички с надписями «Запрещен слив стоков», «Запрещена мойка автомобилей»;

4.7. на постоянной основе проводить работы по оздоровлению окружающей среды вокруг скважин и других объектов, расположенных на объекте пески Кокжиде: уборка замазученного грунта, мусора, восстановление растительности;

4.8. предусмотреть строительство боновых заграждений с целью недопущения попадания нефтепродуктов в поверхностные воды в период весеннего паводка.

5. Координирующему органу Комиссии - ГУ «Управление природных ресурсов и регулированию природопользования Актюбинской области»:

5.1. совместно с подрядчиком ТОО «Алия и Ко»:

- внести предложения по совершенствованию мониторинга подземных и поверхностных вод в районе песчаного массива Кокжиде в 2016 году;

5.2. совместно с МД «ЗапКазНедра» в срок до 10 января 2016 года:

- подготовить проект письма в МИР РК по определению функций «единого оператора» при проведении государственного мониторинга подземных вод и производственного мониторинга недропользователей в части подземных вод объекта пески «Кокжиде» НК «Казгеология»;

- подготовить проект письма в МИР РК по оценке запасов подземных вод песчаного массива Кокжиде;

5.3. в срок до 1 марта 2016г проработать с акиматом Атырауской области вопрос возможного использования подземной воды Кокжиде для питьевого водоснабжения населения региона;

5.4. довести данное протокольное решение до членов Комиссии и участников совещания;

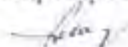
5.5. продолжить в 2016 году мониторинг подземных и поверхностных вод на объекте «пески Кокжиде»;

5.6. взять на контроль исполнение настоящего протокольного решения.

Председатель Межведомственной комиссии,
заместитель Акима области

 Г.Ескалиев

Секретарь комиссии



 Е. Лимешкина



г.Актобе

23 февраля 2022 год.

ЭФИРНАЯ СПРАВКА

Настоящим Актобинский областной филиал АО «РТРК «Казахстан» подтверждает, что в эфире телеканала «AQTÓBE» было размещение безудейной строки следующего содержания:

Дата выхода: 22 февраля 2022 года.

Хронометраж: ежедневит.

Количество выходов в день: не менее 20 выходов.

Время выходов: Понедельник – Воскресенье – 07:30 – 23:00 часов.

Текст безудейной строки

Хабарландыру!

"Өрiхтау Оперейтинг" ЖШС 07.04.2022 жылы сағат 13.30-да Ақтобе облысы, Мұгалжар ауданы, Батпақкөл с. о., Жағабұлақ с. Н. Қаржаубаев көшесі, 7 мекенжайында (әкімдік ғимаратында) "Шығыс Өрiктау кен орнын сынамады пайдалану жобасына қосымша" жобасына арналған Ықтимал әсерлер туралы есеп жобасы бойынша ашық жиналыс түрінде қоғамдық тыңдау өтетiнiн хабарлайды.

Объявление!

ТОО «Урихтау Оперейтинг» сообщат, что в 13 час 30 мин. 07.04.2022 года по адресу: Актобинская область, Мугалжарский район, Батпақкольский с.о., с. Жағабұлақ, улица Н. Қаржаубаева, 7 (в здании акимата) состоится общественные слушания в форме открытого собрания по проекту Отчет о возможных воздействиях к НИР «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Восточный Урихтау».

Программы: Передачи, Программы, Сериал, Концерт и т.д.

Язык: казахский и русский.

С уважением,
Директор
АО АОФ «РТРК «Казахстан»

Жанишов Г.У.



ЛИЦЕНЗИЯ

18.03.2020 года

02177P

Выдана

Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"

205H0B4, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, проспект Кабанбай Батыра, дом № 17
 БИН: 140340010451

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

на занятие

Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды

(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Особые условия

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

Руководитель (уполномоченное лицо)

Умаров Ермек Касымгалиевич

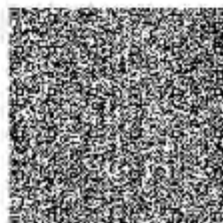
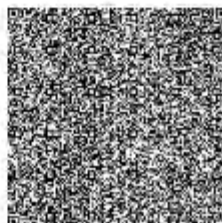
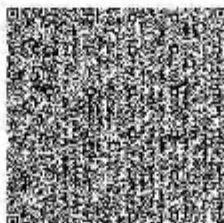
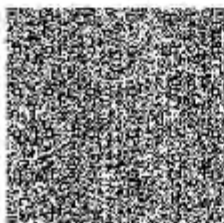
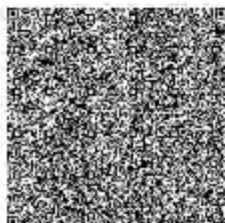
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 16.01.2015

Срок действия лицензии

Место выдачи

г.Нур-Султан





ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 02177Р

Дата выдачи лицензии 18.03.2020 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат

Товарищество с ограниченной ответственностью "КМГ Инжиниринг"
 Z05H0B4, Республика Казахстан, г.Нур-Султан, проспект Қабанбай Батыра,
 дом № 17, БИН: 140340010451

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан», Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо)

Умаров Ермек Касымгалиевич

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Номер приложения

001

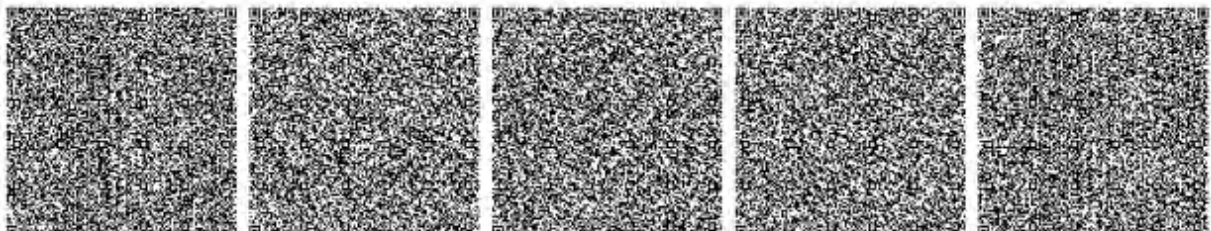
Срок действия

Дата выдачи приложения

18.03.2020

Место выдачи

г.Нур-Султан



Осы кодтер – «цифротампа кодтер және электрондық цифрлық қолтаңба тұлғалы» Қазақстан Республикасының 2002 жылғы 7 сәуіріндегі Заңы Т.Бабаұлы 3 тармағына сәйкес қағаз тасымалдағы құжаттың нақтылы бұрағы. Дәлелді құжаттың сәйкесіне пункт 1 статья 7 ЗПК от 7 января 2002 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначное документу на бумажном носителе.