

ТОО «НЕДРА КОМ»

Разработчик: ТОО «Effect Group»

ГЛ №01653 Р от 24.04.2014

УТВЕРЖДАЮ:

Директор ТОО «Недра Ком»



Сейтжанов Н.С.

2021 год

ПРОЕКТ

нормативов допустимых выбросов загрязняющих
веществ в атмосферу для Юго-Западного поднятия
месторождения Аксай
ТОО «НЕДРА КОМ» НА 2022 ГОД

Директор
ТОО «Effect Group»



Калманова Г.Т.

г. Кызылорда, 2021 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Исполнитель	Должность
Калманова Г.Т.	Директор ТОО «Effect Group»
Уполходжаев Р.С.	Зам. директора
Калман С.Т.	Специалист

Адрес организации разработчика:

Республика Казахстан, 120000, г. Кызылорда, ул. Байсеитова, дом 12.
Телефоны: 87770676529, 87024190246. e-mail: effect_g@inbox.ru

Государственную Лицензии №01653 Р выдана Комитетом экологического регулирования и контроля МООС и водных ресурсов РК от 24.04.2014 года на выполнение работ в области природоохранного нормирования и проектирования

АННОТАЦИЯ

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу выполнен для Юго-Западного поднятия месторождения Аксай ТОО «Недра Ком», расположенный на территории Сырдарьинского района, Кызылординской области с установлением нормативов эмиссий на 2022 год.

Необходимость разработки данного проекта нормативов допустимых выбросов (далее НДВ) вызвана в связи с переходом Юго-Западного поднятия месторождения Аксай на пробную эксплуатацию.

Лицензионной территорией, на которой расположено Юго-Западное поднятие месторождения Аксай владеет ТОО «Недра Ком», согласно контракта №4705 от 15.03.2019 года, на проведение разведки и добычи углеводородов в пределах блоков ХХІХ-38-С (частично), F (частично); ХХІХ-39-D (частично); ХХХ-38-С (частично); ХХХ-39-А (частично) в Кызылординской области Республики Казахстан.

В орографическом отношении район участка представляет собой слабовсхолмленную равнину, покрытую типичной для полупустынь ксерофильной растительностью. Абсолютные отметки рельефа составляют 170-200м от уровня моря.

Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции Жалагаш (155 км), Жосалы (90км), Карсакпай (155 км). Расстояние до областных центров г. Кызылорда и г. Жезказган составляют 120 и 280 км, соответственно. В этих городах имеются аэропорты со взлетно-посадочными площадками для приема самолетов.

Площадь геологического отвода участка недр Аксайский составляет 206,41 кв.км.

Проект НДВ выполнен ТОО «Effect Group», имеющая государственную лицензию № 01653Р от 24.04.2014г., выданная МООС РК.

В проекте содержится оценка уровня загрязнения атмосферного воздуха вредными веществами от источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для Юго-Западного поднятия месторождения Аксай ТОО «Недра Ком» на 2022 год.

Согласно проектным решениям на 2022 г. в пробную эксплуатацию будут введены следующие скважины:

- существующая разведочная скважина Аксайский-1;
- опережающая добывающая скважина Аксайский -11 - с 10 марта 2022 г.;
- опережающая добывающая скважина Аксайский -10 – в мае 2022 г.

На Юго-Западном поднятии месторождения Аксай в период пробной эксплуатации предусмотрены: существующая разведочная скважина Аксайский-1, также запроектированы бурение двух проектных опережающих добывающих скважин: Аксайский -10 и Аксайский – 11 (заключение ГЭЭ Номер: KZ55VCY00931555 от 07.06.2021г). Для этих скважин был разработан технический проект, который получил положительное заключение ГЭЭ с разрешением на эмиссии в окружающую среду для объектов I категории за №: KZ88VCZ01111591 от 25.06.2021 г. Согласно данного проекта, строительство 2-х скважин (№№10, 11) запланированы на 2021-2022 годы. Бурение скважины Аксайский -11 – начало I квартала 2022 года, с дальнейшей эксплуатацией.

На 2022 год в Юго-Западном поднятий месторождении Аксай насчитывается всего 24 источников выбросов, из них 18 организованных источников загрязнения атмосферы и 6 неорганизованных источников загрязнения атмосферы.

К организованным источникам выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух относятся: факельная установка для сжигания избыточного сырого газа, горловины емкостей для хранения нефти, выхлопные трубы дизель-электростанции, дыхательные клапаны резервуаров хранения дизельного топлива, горловина бака автотранспорта наливной эстакады.

К неорганизованным источникам выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух относятся: ЗРА и Фланцы двухфазного нефтегазосепаратора НГС-16 и тестового сепаратора АРГО. Согласно требованиям Правил обеспечения промышленной безопасности

для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности (Приказ Министра по инвестициям и развитию РК от 30.12.2014г. №355) для обеспечения безопасной эксплуатации нефтегазовых месторождений не допускается выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух через неплотности запорной арматуры и фланцевых соединений. В этой связи на предприятии осуществлены мероприятия по проверке герметичности оборудования, и выбросы через неплотности оборудования (ЗРА и ФС) устранены и не подлежат нормированию. Нормативы выбросов ЗВ представлены без источников ЗРА и ФС, эти источники представлены в Плане технических мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Загрязнения атмосферы в целом на Юго-Западном поднятий месторождении Аксай происходит загрязняющими веществами 15 наименованиями. Эффектом суммации вредного производства обладают 3 групп веществ, которые представлены ниже:

Таблица групп суммаций на существующее положение

Номер группы суммации	Код загрязняющего вещества	Наименование загрязняющего вещества
1	2	3
30	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
31	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)
39	0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)
	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)

Исходными данными для разработки проекта нормативов допустимых выбросов, являются сведения отраженные в «Программа развития переработки сырого газа Юго-Западного поднятия месторождения Аксай на период пробной эксплуатации 2021-2024 ГОДЫ».

Сжигание сырого газа при пробной эксплуатации Юго-Западного поднятия месторождения Аксай на 2022 год составляет 438,1 тыс. м³ (или 0,4381 млн. м³).

По сравнению с 2021 годом на 2022 год наблюдается увеличение добычи газа с 5,2 тыс.тонн до 15,2 тыс.тонн. Сжигание газа на факельных установках увеличилась с 0,0868 млн. м³млн.м³ до 0,4381 млн.м³. Однако, в 2021 году указанные объемы сжигаемого газа показаны на периоды 16.09.2021 - 31.12.2021.

Согласно проведенным расчетам выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на 2022 год составляют 25.18879605 г/сек и 61.717860162 т/год, из них: твердые 2.380372401 т/год, газообразные и жидкие 59.33748776 т/год.

По сравнению с 2021 г. выбросы увеличились с 9.879035025 т/год до 61.717860162 т/год.

Фактические выбросы за последние 2-3 года для Юго-Западного поднятия месторождения Аксай не показано, так как эксплуатация начато с 20.10.2021 г.

Прогнозирование загрязнения атмосферы с определением максимальных концентраций в приземном слое атмосферы для нормирования величин выбросов осуществлено программным комплексом “Эра” версия 2.5.

В настоящем проекте критерием качества атмосферного воздуха служит соотношение С/ПДК < 1.

Степень загрязнения атмосферы оценивается по величинам максимальных приземных концентраций См. Селитебная зона вблизи территории месторождений отсутствует, постов наблюдения за загрязнением атмосферного воздуха в указанном районе нет, в связи с этим рассеивание произведено без учета фоновых концентраций.

Расчет рассеивания приведен для летнего периода времени, когда наблюдается максимальное загрязнение приземного слоя атмосферы. Моделирование загрязнения атмосферы осуществлялось с учетом одновременности работы оборудования.

При пробной эксплуатации Юго-Западного поднятия месторождения Аксай для всех загрязняющих веществ при их рассеивании в атмосфере выполняется условие нормативного качества атмосферного воздуха на территории предприятия и границе СЗЗ: $C_m < 1$, поэтому рекомендуется фактические выбросы загрязняющих веществ в 2022 г. принять в качестве нормативов допустимых выбросов (НДВ).

Расчеты рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере показали, деятельность предприятия в 2022г. не повлечет за собой негативных последствий по изменению качества атмосферного воздуха и выполнение воздухоохраных мероприятий с целью достижения нормативов НДВ предприятию настоящим проектом не рекомендуется.

На балансе предприятия автотранспортных средств нет. Передвижные источники загрязнения атмосферы, задействованные на месторождении, принадлежат подрядным организациям, которые сами разрабатывают нормативы и получают разрешения на эмиссии в окружающую среду.

По санитарным требованиям «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденный Приказом Министра Национальной экономики Республики Казахстан от 22.03.2015 года №237 объекты по добыче нефти, газа и операций с ними относятся к II классу опасности с санитарно-защитной зоной (СЗЗ) не менее 500 метров.

ТОО «НЕДРА КОМ»

СОДЕРЖАНИЕ

Наименование		Стр.
СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ.....		2
АННОТАЦИЯ		3
СОДЕРЖАНИЕ.....		6
ВВЕДЕНИЕ.....		8
РАЗДЕЛ 1.	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ	9
РАЗДЕЛ 2.	ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ И КЛИМАТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ.....	12
2.1.	Географическое положение и природно-климатические условия	12
2.2.	Природно-климатические условия.....	12
РАЗДЕЛ 3.	КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОПЕРАТОРА КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ	18
3.1.	Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования.....	18
3.2.	Краткая характеристика источников загрязнения атмосферы.....	19
3.3.	Краткая характеристика установок очистки газа, анализ их технического состояния и эффективности работы.....	20
3.4.	Оценка степени соответствия применяемой технологии и пылегазоочистного оборудования передовому научно-техническому уровню в стране и за рубежом.....	21
3.5.	Перспектива развития предприятия.....	21
3.6.	Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу.....	21
3.7.	Характеристика аварийных и залповых выбросов.....	24
3.8.	Параметры выбросов ЗВ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов.....	25
3.9.	Обоснование полноты и достоверности исходных данных (г/с, т/год), принятых для расчетов нормативов допустимых выбросов.....	34
3.10.	Сведения об ущербе, причиняемом выбросами предприятия.....	34
РАЗДЕЛ 4.	ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЙ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ.....	36
4.1.	Название использованной программы автоматизированного расчета загрязнения атмосферы.....	36
4.2.	Метеорологические характеристики и коэффициент, определяющий условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере.....	36
4.3.	Максимальные приземные концентрации на границе СЗЗ и в жилой зоне, перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы.....	37
4.4.	Предложения по нормативам допустимых выбросов	39
4.5.	План технических мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ с целью достижения нормативов допустимых выбросов.....	48
4.5.1	Экономическая эффективность предлагаемых мероприятий по достижению нормативов допустимых выбросов	48
4.6.	Обоснование санитарно-защитной зоны.....	48
РАЗДЕЛ 5.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НМУ.....	50
РАЗДЕЛ 6.	КОНТРОЛЬ СОБЛЮДЕНИЯ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ.....	52
РАЗДЕЛ 7.	СВЕДЕНИЯ ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНОЛОГИИ.....	65
-	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	66
Приложение		
1.	Результаты инвентаризации источников выбросов вредных веществ в атмосферу	
2.	Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	
3.	Исходные данные на разработку проекта	
4.	Результаты расчета приземных концентрации ЗВ	
5.	Данные о фоновой концентрации	
6.	План технических мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ с целью достижения нормативов допустимых выбросов	
7.	Копия протокола № 5 от 26 августа 2021 года	

ТОО «НЕДРА КОМ»

8.	Разрешение на сжигание в факелах сырого газа KZ03VPC00015919 от 24.09.2021г
9.	Структурная карта по кровле продуктивного горизонта М-І с нанесенными источниками вредных выбросов
10.	Лицензия на природоохранное проектирование и нормирования ТОО «Effect Group»
11.	Заключение ГЭЭ на проект ПредОВОС к «Проекту пробной эксплуатации Юго-Западного поднятия месторождения Аксай» Номер: KZ55VCY00931555 от 07.06.2021г.
12.	Разрешение на эмиссии в окружающую среду для объектов I категории №: KZ88VCZ01111591 от 25.06.2021 с заключением ГЭЭ на «Оценку воздействия на окружающую среду» к «Групповому техническому проекту на строительство опережающих добывающих скважины с проектной глубиной 1600 м на Юго-Западном поднятие месторождение Аксай»
13.	График бурения скважины Аксайский -11

ВВЕДЕНИЕ

В проекте содержится оценка уровня загрязнения атмосферного воздуха вредными веществами от источников выброса на Юго-Западном поднятии месторождения Аксай ТОО «Недра Ком» и даны предложения по установлению нормативов выбросов на 2022 год.

Нормативы эмиссий должны обеспечивать соблюдение нормативов качества окружающей среды с учетом природных особенностей территорий и акваторий и рассчитываются на основе предельно допустимых концентраций или целевых показателей качества окружающей среды.

При выполнении настоящей работы проведена инвентаризация источников выбросов в соответствии с требованиями Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду утвержденных приказом Министра охраны окружающей среды РК от 16 апреля 2012 года №110-п.

Расчеты уровня загрязнения атмосферы, создаваемые источниками вредных выбросов на Юго-Западном поднятии месторождения Аксай ТОО «Недра Ком» выполнены программным комплексом ЭРА, версия 2.5 фирмы НПП «Логос-Плюс», г. Новосибирск.

Реквизиты природопользователя: **ТОО «Недра Ком»**

Юридический адрес

Г. ШЫМКЕНТ, АЛЬ-ФАРАБИЙСКИЙ
РАЙОН, УЛИЦА ЖЕЛТОКСАН, Д. 17

Тел./факс, e-mail:

+7 7172 45 69 84
nedra.rk@gmail.com

Ответственный за природопользование

Сейтжанов Нуржан Серикжанович

Реквизиты проектировщика: **ТОО «Effect Group»**

Местонахождение офиса

Республика Казахстан, 120000, г. Кызылорда,
ул. Байсеитова, дом 12

Тел./факс, e-mail:

87770676529, 87024190246
effect_g@inbox.ru

Руководитель

Калманова Гульшат Турсынбековна

Государственная лицензия на
природоохранное проектирование и
нормирование

ГЛ №01653 Р от 24.04.2014

РАЗДЕЛ 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ

Наименование объекта: Юго-Западное поднятие месторождения Аксай, Сырдарьинский район, Кызылординская область, Республики Казахстан.

Заказчик – ТОО «Недра Ком».

Проектная организация – ТОО «Effect Group».

Основанием для разработки проекта является Договор на оказание услуг между ТОО «Недра Ком» и ТОО «Effect Group».

Местоположение

Юго-Западное поднятие месторождения Аксай находится на территории Сырдарьинского района Кызылординской области, географически месторождение расположено в южной части Торгайской низменности.

Площадь геологического отвода участка недр Аксайский составляет 206,41 кв.км.

Участок недр Аксайский расположен на восточном борту Арыскупской грабен-синклинали. Данный участок условно разделен на два блока Северный и Южный.

В орографическом отношении район участка представляет собой слабовсхолмленную равнину, покрытую типичной для полупустынь ксерофильной растительностью. Абсолютные отметки рельефа составляют 170-200м от уровня моря.

ТОО «Недра Ком» проводит работы на участке Аксайский на основании контракта №4705-УВС-МЭ от 15 марта 2019 года на проведение разведки и добычи углеводородов в пределах блоков ХХІХ-38-С (частично), F (частично); ХХІХ-39-D (частично); ХХХ-38-С (частично); ХХХ-39-А (частично); в Кызылординской области Республики Казахстан.

Пробная эксплуатация проводилась в соответствии с проектными документами "Проект пробной эксплуатации Юго-Западного поднятия месторождения Аксай" и утвержденный Рабочей группой Комитета геологии и недропользования в 2021 году (Протокол ЦКРР РК №04-0/6855-вн от 29.07.2021) (Приложение 11). Согласно утвержденному проектному документу на Юго-Западном поднятии месторождения Аксай в пределах контрактной территории ТОО "НЕДРА КОМ" выделен один самостоятельный объект пробной эксплуатации – продуктивный горизонт М-I.

На Юго-Западном поднятии месторождения Аксай в период пробной эксплуатации будут введены: существующая разведочная скважина Аксайский-1, запроектированы бурение двух проектных опережающих добывающих скважин: Аксайский -10 и Аксайский – 11 (заключение ГЭЭ Номер: KZ55VCY00931555 от 07.06.2021г)

Также для этих скважин был разработан технический проект, который получил положительное заключение ГЭЭ с разрешением на эмиссии в окружающую среду для объектов I категории за №: KZ88VCZ01111591 от 25.06.2021 г (см. Приложение 12). Согласно данного проекта строительство 2-х скважин (№№10, 11) запланированы на 2021-2022 годы. Бурение скважины Аксайский -11 – начало I квартала 2022 года, с дальнейшей эксплуатацией.

Главной целью разработки программы утилизация всего объема сырого газа, добываемого на Юго-Западном поднятии месторождении Аксай, во избежание сжигания сырого газа в пределах лицензионного участка в будущем.

Добыча нефти и жидкости по проектным добывающим скважинам подсчитана на основании данных, полученных при опробовании скважины Аксайский-1.

Прогнозные технологические показатели были посчитаны на геолого-гидродинамической модели залежи, построенной на базе двух пробуренных скважин с использованием данных сеймики, результатов интерпретаций геофизических исследований, анализа кернового материала и физико-химических свойств флюидов, данных технологических показателей при опробовании скважин.

На рисунке 1 представлена обзорная карта-схема расположения месторождения.

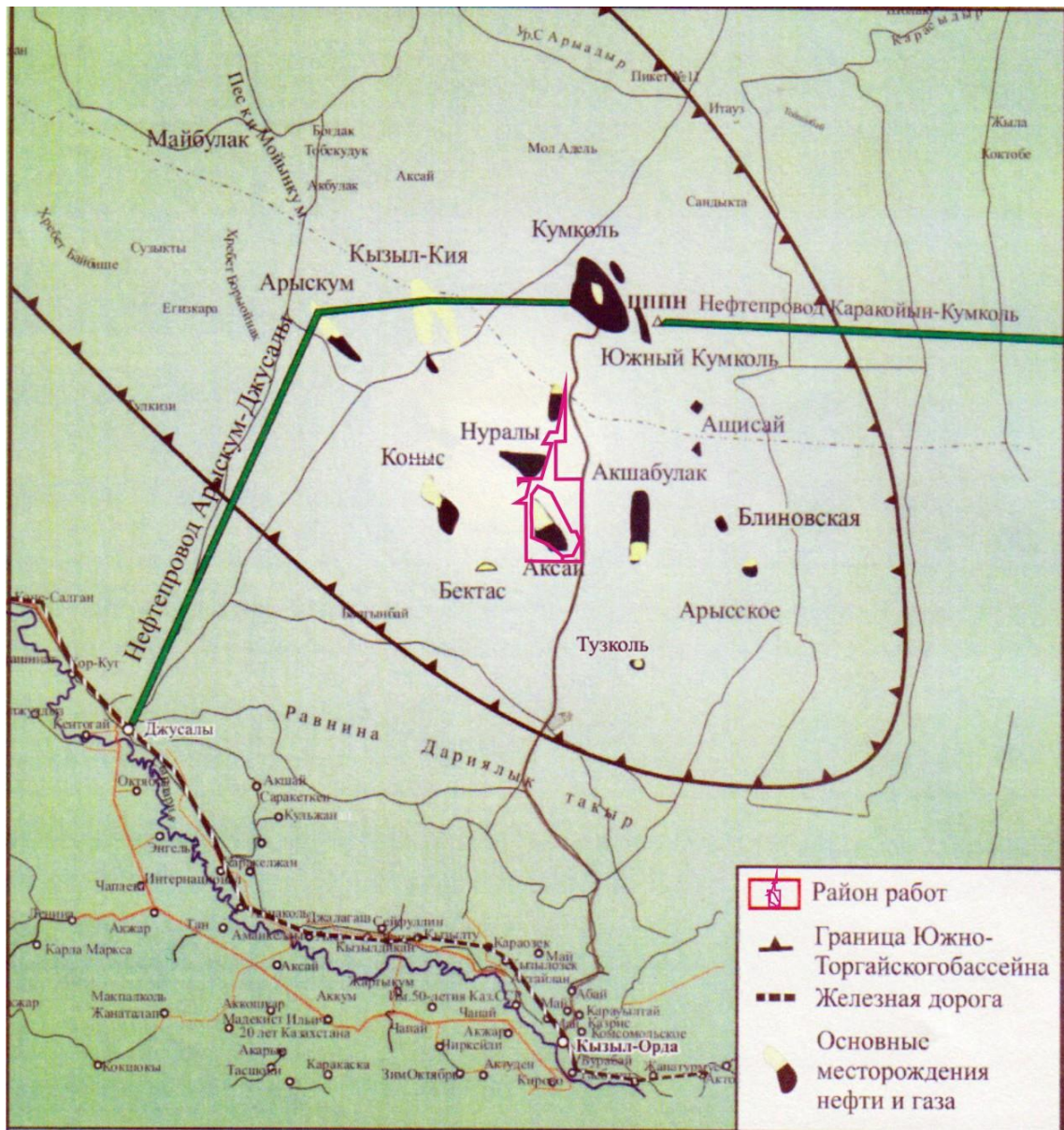


Рисунок 1. Обзорная карта-схема расположения месторождения

В 2020 году на основе данных бурения двух скважин, включающих промысловые данные ГИС, результаты испытания и опробования, литологическое описание керна, отбор и анализ пластовых флюидов, был составлен отчет «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа Юго-Западного поднятия месторождения Аксай по продуктивному арыскупскому горизонту нижнего мела неокомского яруса K1nc1ar, Кызылординской области Республики Казахстан» (по состоянию изученности на 25.05.2020г.) и утвержден ГКЗ РК (Протокол №2274-21-П от 25.02.2021г.).

26 августа 2021 года Рабочей группой рассмотрен следующий баланс газа согласно «Программе развития переработки сырого газа на Юго-Западном поднятии месторождения Аксай на 2021-2024 годы» на 2022 год:

Годы	Добыча попутного газа, тыс.м ³	Сжигание сырого газа на факеле, тыс.м ³
2022	438,10	438,10

В ходе рассмотрения, Рабочей группой рекомендовано технологические показатели учитывать с даты проведения заседания.

Скорректированный баланс сырого газа выглядит следующим образом:

ТОО «НЕДРА КОМ»

Годы	Добыча попутного газа, тыс.м ³	Сжигание сырого газа на факеле, тыс.м ³
2022	438,10	438,10

В соответствии с «Разрешением на сжигание в факелах сырого газа» KZ03VPC00015919 от 24.09.2021 г. объём технологически неизбежного сжигания газа на 2022 год составляет 0,4381 млн.м³ (см. Приложение 8).

Водоснабжения - являются артезианские скважины, имеющие дебиты от 5 до 15 л/сек, с минерализацией до 4 г/л.

Источники электроснабжения отсутствуют. Электроснабжение и теплоснабжение обеспечивается автономными электростанциями, работающими на дизтопливе.

Дорожная сеть представлена автодорогой с твердым покрытием Кумколь-Кызылорда и грейдерной дорогой до участка работ. Район относится к пустынным и полупустынным зонам.

Питание, обслуживание, проживание

Питание, обслуживание, проживание рабочего персонала предусматривается на территории существующего вахтового поселка, находящейся на расстоянии 6,5 км от месторождения Аксай.

Режим работы и численность персонала. На месторождении Аксай режим работы – 24 час/сутки, 365 дней/год. Скважины обслуживаются согласно утвержденному графику вахтовым методом.

РАЗДЕЛ 2. ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ И КЛИМАТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРЕДПРИЯТИЯ

2.1. Физико-географическое положение месторождения

В административном отношении месторождение Аксай расположено в Сырдарьинском районе Кызылординской области Республики Казахстан.

В географическом отношении площадь работ расположена в Арысском прогибе, Южно-Торгайской впадины. Кумколь-Каракойын-Шымкент (70 км). Южно-Торгайскую группу месторождений с железно-дорожным терминалом на станции Жосалы соединяет нефтепровод Кызылкия-Арыс-Майбулак, протяженностью 177 км.

Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции Жалагаш (155 км), Жосалы (90 км), Карсакай (155 км). Расстояние до областных центров г. Кызылорда и г. Жезказган составляют 120 и 280 км, соответственно. В этих городах имеются аэропорты со взлетно-посадочными площадками для приема самолетов.

Площадь геологического отвода участка недр Аксайский составляет 206,41 кв.км. Участок недр Аксайский расположен на восточном борту Арысской грабен-синклинали. Данный участок условно разделен на два блока Северный и Южный. Северный блок вытянут с севера на юг, и представляет собой по конфигурации «штык ружья» граничащий в восточной части с лицензионным блоком №668 ТОО «САУТС-ОЙЛ» и в западной части ограничен Горным отводом месторождения Нуралы ТОО СП «Казгермунай». Южный блок по внешней границе представляет прямоугольник, но внутри ограничен территорией Горного отвода месторождения Аксай ТОО СП «Казгермунай», занимающая большую часть.

Ближайшим действующим месторождением является Южно-Торгайская группа месторождений с железно-дорожным терминалом на станции Жосалы соединяет нефтепровод Кызылкия-Арыс-Майбулак, протяженностью 177 км. Выход на экспортный маршрут (в Китай) возможен по нефтепроводу Кумколь-Атасу-Алашанькоу с пунктом приема и подготовки нефти на нефтепромысле Кумколь.

Выход на экспортный маршрут (в Китай) возможен по нефтепроводу Кумколь-Атасу-Алашанькоу с пунктом приема и подготовки нефти на нефтепромысле Кумколь.

В орографическом отношении район участка представляет собой слабовсхолмленную равнину, покрытую типичной для полупустынь ксерофильной растительностью. Абсолютные отметки рельефа составляют 170-200 м от уровня моря.

Гидросеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют. Источниками водоснабжения являются артезианские скважины, имеющие дебит от 5 до 15 л/сек, с минерализацией до 4 г/л.

2.2. Природно-климатические условия

Климат района расположения месторождения Аксай резко континентальный, сухой с большими колебаниями сезонных и суточных температур, с частыми сильными ветрами, переходящими зачастую в пыльные бури. Среднегодовое количество осадков не превышает 150-200 мм, основное количество осадков выпадает в зимне-весенний период. Температура воздуха зимой в среднем -15^oC (до -40^oC), летом +27^oC (до +42^oC).

Район относится к пустынной и полупустынной зонам. Для района характерны сильные ветры: летом – западные, юго-западные, в остальное время года северные и северо-восточные.

Температурный режим.

На территории месторождения лето жаркое и продолжительное. Резких различий в температурах в этот период не наблюдается. Среднемесячная температура самого жаркого месяца-июля колеблется от 26,8 до 27,6^oC (табл. 2.1), средние из абсолютных максимальных температур достигают 40-42^oC (табл. 2.2). Суточные колебания температуры воздуха достигают 14-16^oC. Зимой температуры имеют отрицательные значения, средняя

температура самого холодного месяца января колеблется от - 10,7 до -13,8°С (табл.2.1), а средние из абсолютных минимумов температуры воздуха января - от -27 до -29 °С (табл. 2.3). Средняя абсолютная амплитуда составляет 72-76 оС, а средняя годовая температура воздуха изменяется от 7,0 до 8,6 °С.

Влажность.

Относительная влажность воздуха меняется в течение года в широких пределах. Относительная влажность < 30 % и более 80 % считается дискомфортной. В данном районе среднемесячная относительная влажность летом достигает 28-35 %, а зимой - 80-86 % (табл. 2.5) и составляет 153 дня с влажностью менее 30 % и 60,3 дня с влажностью более 80 %. Т.о. 213,3 дней в году данный район дискомфортен для проживания человека.

Ветровой режим.

Для месторождения характерны частые и сильные ветры северо-восточного и восточного направления (табл. 2.6). Наибольшую повторяемость за год имеют ветры северо-восточного направления (рис. 2.1) Годовая роза ветров.

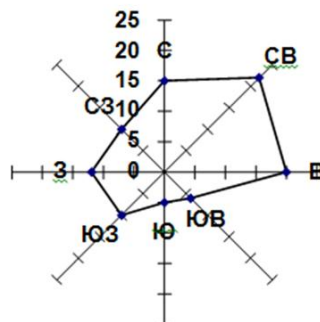


Рис. 2 - Годовая роза ветров.

Таблица 2.1

Средняя месячная и годовая температура воздуха

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	-13,8	-12,8	-4,5	9,1	18,4	24,2	26,8	24,5	17,2	7,5	-2,2	-9,8	7,0
Жосалы	-11,5	-9,7	-1,1	10,5	19,1	24,8	27,3	24,9	17,8	8,2	-1,2	-8,2	8,4
Злиха	-10,7	-9,6	-0,7	10,5	18,9	24,8	27,6	25,0	17,7	8,3	-0,8	-8,2	8,6

Таблица 2.2

Средний из абсолютных максимумов температуры воздуха

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	0	2	12	27	34	38	40	38	32	24	13	2	40
Жосалы	3	6	18	29	35	39	41	38	34	27	15	5	42
Злиха	3	6	18	30	35	39	41	40	35	28	16	6	42

Таблица 2.3

Средние из абсолютных минимумов температуры воздуха

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	-29	-29	-23	-5	3	9	13	11	2	-7	-18	-25	-32
Жосалы	-28	-27	-19	-4	2	9	13	10	2	-6	-17	-23	-30
Злиха	-27	-26	-20	-4	3	8	12	9	1	-7	-17	-25	-32

Таблица 2.4

Даты наступления средних суточных температур воздуха выше и ниже определенных пределов и число дней с температурой, превышающей эти пределы

Наименование станции	Температура, С°				
	-10	-5	0	5	10
Саксаульская	1/III	16/III	25/III	5-IV	17/IV
	15/XII	25/XI	7/XI	23/X	8/X
	288	253	226	200	173
Жосалы	14/II	6/III	19/III	30/III	13/IV
	24/XII	29/XI	10/XI	25/X	10/X
	312	267	235	206	179
Злиха	14/II	4/III	17/III	31/III	12/IV
	29/XII	28/XI	12/XI	27/X	10/X
	317	268	239	209	180

Таблица 2.5.

Средняя месячная и годовая относительная влажность воздуха, (%)

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	82	80	78	54	40	34	34	35	41	57	74	80	57
Жосалы	83	80	74	52	40	34	33	34	40	56	72	80	56
Злиха	86	83	76	51	38	31	28	30	34	52	72	81	55

Наибольшие скорости ветра отмечаются на метеостанциях Жосалы, Злиха, расположенных в центральной части Кызылординской области. Годовая скорость ветра в районе колеблется от 3,5 до 5,5 м/сек (табл. 2.7.). В теплый период сильные ветры вызывают пыльные бури (табл. 2.8), а в холодный - метели (табл. 2.9).

Очень сильные ветры (более 15 м/сек) наблюдаются на станциях Злиха- 49 дней, Жосалы - 45 и Саксаульская - 6 дней в году (таблица 2.10.)

Атмосферные осадки.

Засушливость - одна из отличительных черт климата района. Осадков выпадает очень мало, и они распределяются по сезонам года крайне неравномерно: 60 % всех осадков приходится на зимне-весенний период. Осадки летнего периода не имеют существенного значения, как для увлажнения почвы, так и для развития культурных растений.

Таблица 2.6

Средняя годовая повторяемость направлений ветра и штилей (%)

Наименование станций	Направление ветра									
	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль	
Саксаульская	25	11	15	6	6	13	12	12	16	
Жосалы	11	32	15	5	5	10	11	11	6	
Злиха	10	22	31	6	4	8	11	8	15	

Таблица 2.7

Средняя месячная и годовая скорость ветра (м/сек)

Наименование Станций	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	3,3	3,8	3,9	3,8	3,6	3,7	3,6	3,3	3,1	3,4	3,2	3,3	3,5
Жосалы	5,7	6,5	6,1	5,6	5,5	5,4	5,0	4,7	4,7	4,6	5,1	5,6	5,5
Злиха	5,9	5,9	5,9	5,3	4,2	4,3	3,8	3,7	3,9	3,9	4,5	5,3	4,7

Таблица 2.8

Число дней с пыльной бурей

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	0,1	0,2	0,2	0,3	0,9	1,3	2,1	1,7	1,1	0,7	0,3	0,1	9,0
Жосалы	0,6	0,8	1,9	4,7	4,7	3,6	3,3	2,6	2,6	2,6	1,8	0,7	28,3
Злиха	0,3	0,1	0,8	1,5	1,2	1,8	1,5	3,0	3,8	2,7	0,7	0,4	17,8

Таблица 2.9

Среднее число дней с метелью

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	8	3	3	2	0,1	-	-	-	-	0,04	0,5	0,9	10
Жосалы	9	2	2	0,9	0,07	-	-	-	-	0,04	0,5	0,9	6
Злиха	10	5	3	1	0,1	-	-	-	-	-	0,3	2	11

Таблица 2.10

Среднее число дней с сильным ветром (> 15 м/сек)

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	0,5	0,4	1,0	0,6	0,4	0,6	0,5	0,5	0,3	0,4	0,3	0,3	6
Жосалы	3,6	3,8	4,9	6,2	4,7	3,6	3,6	3,2	2,9	3,0	2,9	2,3	45
Злиха	4,8	5,4	5,4	4,9	4,1	2,9	3,9	2,8	3,6	3,4	2,8	4,9	49

Осадки.

Территория месторождения Аксай отличается ярко выраженной засушливостью с годовым количеством осадков 130-137 мм (табл. 2.11). Объясняется это тем, что район расположен почти в центре Евразии, малодоступен воздействию влажных атлантических масс воздуха, являющихся источником увлажнения. Количество осадков убывает с севера на юг и составляет на севере 137 мм, на юге - 130 мм.

Таблица 2.11

Среднее многолетнее количество осадков

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	10	10	15	13	10	13	12	10	8	12	12	12	137
Жосалы	14	16	18	15	11	8	6	5	6	9	10	18	136
Злиха	17	19	18	18	14	7	5	4	5	19	12	17	130

Характер годового распределения месячных сумм осадков также неоднороден: летом 4-13 мм, зимой 10-19 мм. Осадки ливневого характера с грозами и градом наблюдаются в теплое время года (табл. 2.12, 2.13). Зимой ливневые осадки наблюдаются значительно реже.

Таблица 2.12

Среднее число дней с грозой

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	-	-	0,07	0,2	1	2	3	1	0,4	0,07	-	-	8

ТОО «НЕДРА КОМ»

Жосалы	-	-	0,1	0,6	1	2	2	1	0,5	0,1	-	-	7
Злиха	-	-	0,3	0,5	2	3	3	1	0,1	0,07	-	-	10

Таблица 2.13

Среднее число дней с градом

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	-	-	0,05	0,08	0,05	0,08	0,06	0,06	0,03	0,05	-	-	0,5
Жосалы	0,0 2	-	0,1	0,05	0,0 3	0,0 5	0,0 2	-	0,02	-	-	-	0,3
Злиха	-	-	-	0,1	0,0 5	0,0 3	0,0 5	0,02	0,02	-	-	-	0,5

Снежный покров незначителен и неустойчив; образуется во второй - третьей декаде декабря. Средняя высота его 10-25 см. Устойчиво снег лежит 2,5 месяца. Средние запасы воды в снеге составляют 30-60 мм.

Снежный покров является фактором, оказывающим существенное влияние на формирование климата в зимний период, главным образом, вследствие большой отражательной способности поверхности снега. Небольшое количество солнечной радиации, поступающей зимой на подстилающую поверхность, почти полностью отражается.

Как видно из таблицы 2.14, дата образования и схода снежного покрова очень сильно зависит от широты, так на станции Саксаульская продолжительность залегания снежного покрова 92 дней, на станциях Жосалы - 61 день, Злиха - 81 день.

Таблица 2.14

Даты появления и схода снежного покрова (средняя)

Наименование станции	Число дней со снежным покровом	Дата появления	Дата таяния
Саксаульская	92	26/XI	12/III
Жосалы	61	25/XI	23/II
Злиха	81	25/XI	5/III

Снежный покров в исследуемом районе образуется в третьей декаде ноября, а сходит во второй декаде марта.

В холодный период наблюдаются туманы (табл. 2.15), в среднем в году их бывает 18-27 дней в году.

Таблица 2.15

Среднее число дней с туманом

Наименование станции	Месяцы, год												
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Саксаульская	4	4	3	0,6	0,03	-	-	-	0,1	0,4	2	5	19
Жосалы	7	5	3	0,7	0,03	-	-	0,07	0,2	0,8	3	7	27
Злиха	5	3	2	0,3	-	-	-	-	-	0,4	2	6	18

Климат района месторождения Аксай складывается из следующих метеорологических условий:

- ✓ Средняя годовая скорость ветра 3,5 ... 5,5 м/с
- ✓ Средняя месячная температура января -10,8 ... -13,8⁰С
- ✓ Средняя из абсолютных минимальных температур -27... -29⁰С
- ✓ Средняя месячная температура июля 26,8 ... 27,6⁰С

ТОО «НЕДРА КОМ»

- | | |
|--|------------------------|
| ✓ Средняя из абсолютных максимальных температур | 40...42 ⁰ С |
| ✓ Годовое количество осадков | 150 мм |
| ✓ Среднемесячная относительная влажность воздуха летом | 28...35 %. |
| ✓ Годовая испаряемость с открытой водной поверхности | 1342 мм. |

Природно-климатические и инженерно-геологические условия, в соответствии со СНиПами РК:

Климатический район (СНиП РК 2.04-01-2010) - IV Г;

дорожно-климатическая зона (СНиП РК 3.03-09-2006) - V;

Температура воздуха (СНиП РК 2.04-01-2010):

- абсолютная максимальная - плюс 42°С;
- абсолютная минимальная - минус 48°С;
- наиболее холодной пятидневки (0,98) – минус 31°С.
- Район по весу снегового покрова (СНиП 2.01-07-85): - I ($SO = 50 \text{ кгс/м}^2$);
- район по давлению ветра (СНиП 2.01-07-85): - III;
- нормативная глубина промерзания – 171 см;
- годовое количество осадков – 150 мм.
- согласно СНиП РК 2.03-30- 2006 территория относится к сейсмической зоне – 6

баллов.

РАЗДЕЛ 3. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ

3.1. Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования

Каждая добывающая скважина будет оборудоваться замерным 2-х фазным сепаратором для учета добычи жидкости и исследования скважин, накопительными емкостями в количестве 2 ед. ($V=50 \text{ м}^3$) для сбора нефтяной эмульсии и факельной установкой.

В состав индивидуальной системы сбора скважинной продукции предполагается использовать по каждой скважине добывающего фонда следующее оборудование:

- Тестовый сепаратор «АРГО» для замера дебитов;
- Двухфазный нефтегазосепаратор НГС-16 (1 ступень сепарации);
- Накопительная емкость ($V=50 \text{ м}^3$), 2 ед. (концевая ступень сепарации);
- Факельная установка;
- Нефтеналивная площадка.

Схема подключения следующая: поток газожидкостной смеси по выкидному трубопроводу поступает в нефтегазовый двухфазный сепаратор 1 ступени сепарации (НГС-16), где происходит основной процесс отделения газа от нефти, нефть (либо эмульсия) затем поступает в накопительную емкость, работающую под избыточным давлением 0.05 МПа, откуда происходит окончательная дегазация нефти и слив жидкости в автоцистерны через наливной стояк. Накопительная емкость должна устанавливаться на высоте, обеспечивающей налив жидкости в автоцистерны самотеком. Газ, выделяющийся в процессе сепарации, сжигается на факельной установке.

Добытая продукция скважин с накопительной емкости самотеком подается на нефтеналивной стояк и вывозится автомашинами на ЦППН месторождения Кенлык для окончательного доведения нефти до товарного качества и сдачи её потребителю.

Замер текущего дебита жидкости будет осуществляться с помощью тестового сепаратора фирмы «АРГО» по определенному графику.

От устья скважин до накопительных емкостей выкидные линии оборудованы специальными термо-кабелями для подогрева потока газожидкостной смеси.

Энергоснабжение будет осуществляться от стационарного источника электроэнергии ДЭС (дизельная электростанция). Для хранения дизельного топлива предусмотрена емкость.

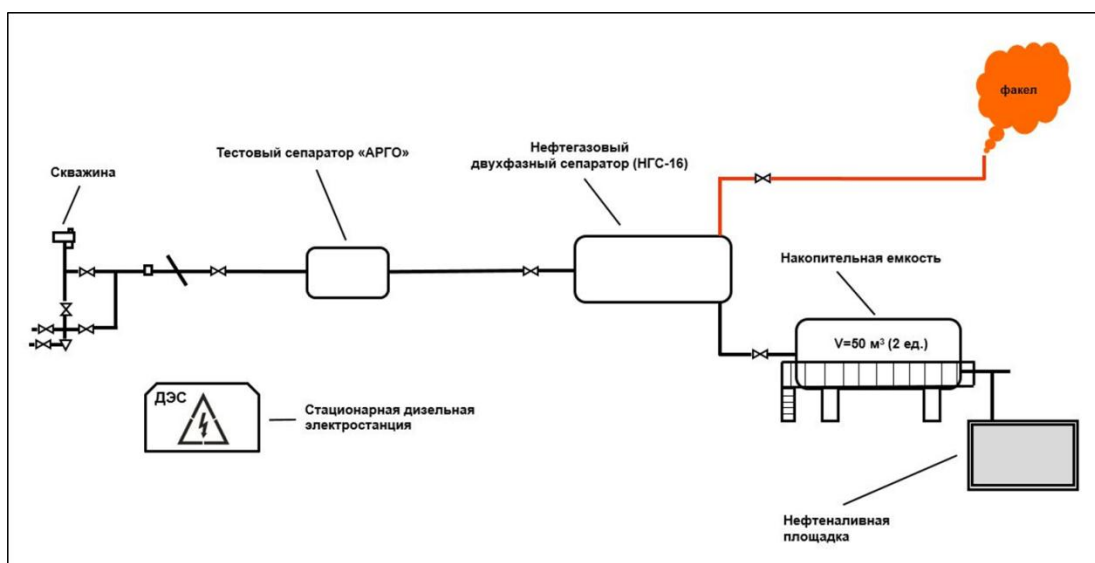


Рисунок 2. Принципиальная (по индивидуальным скважинам) технологическая схема сбора скважинной продукции на период пробной эксплуатации Юго-Западного поднятия месторождения Аксай

3.2. Краткая характеристика источников загрязнения атмосферы

На 2022 год в Юго-Западном поднятий месторождении Аксай насчитывается всего 24 источника выбросов, из них 18 организованных источников загрязнения атмосферы и 6 неорганизованных источников загрязнения атмосферы.

К организованным источникам выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух относятся: факельная установка для сжигания избыточного сырого газа, горловины емкостей для хранения нефти, выхлопные трубы дизель-электростанций, дыхательные клапаны резервуаров для дизельного топлива, горловина бака автотранспорта наливной эстакады.

К неорганизованным источникам выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух относятся: ЗРА и Фланцы двухфазного нефтегазосепаратора НГС-16 и тестового сепаратора АРГО. Согласно требованиям Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности (Приказ Министра по инвестициям и развитию РК от 30.12.2014г. №355) для обеспечения безопасной эксплуатации нефтегазовых месторождений не допускается выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух через неплотности запорной арматуры и фланцевых соединений. В этой связи на предприятии осуществлены мероприятия по проверке герметичности оборудования, и выбросы через неплотности оборудования (ЗРА и ФС) устранены и не подлежат нормированию. Нормативы выбросов ЗВ представлены без источников ЗРА и ФС, эти источники представлены в Плане технических мероприятий.

Описание источников выбросов в атмосферу

Организованные источники

ИЗ №0001, Факел (Аксайский -1)

В состав индивидуальной системы сбора скважинной продукции на каждой скважине добывающего фонда предусмотрен факел.

Источники организованные, устье факела для сжигания попутного газа, труба диаметром 0,94 м, высотой 20 м.

Время работы 24 часа в сутки, 365 сут. в год, 8760 часов в год.

Объем сжигаемого газа составляет 0,176303 млн.м3.

ИЗ №0007, Факел (Аксайский -10)

Опережающая добывающая скважина Аксайский-10 будет введена в эксплуатацию в мае 2022 года.

Время работы 24 часа в сутки, 245 сут. в год, 5880 часов в год.

Объем сжигаемого газа составляет 0,143457 млн.м3.

ИЗ №0013, Факел (Аксайский -11)

Опережающая добывающая скважина Аксайский-11 будет введена в эксплуатацию с 10 марта 2022 года (согласно графика бурения Приложение 13).

Время работы 24 часа в сутки 297 сут. в год, 7128 часов в год.

Объем сжигаемого газа составляет 0,11834 млн.м3.

Итого: общий объем сжигаемого газа составит 0,4381 млн.м3.

При сжигании газа в атмосферу происходит выделение диоксида азота, оксида углерода, углерода (сажи), метана.

ИЗ №0002, Дизельная электростанция

ИЗ №0008, Дизельная электростанция

ИЗ №0014, Дизельная электростанция

Электричество обеспечивается дизельная электростанция, работающая на дизельном топливе.

Источники организованные, выхлопные трубы, диаметром 0,15 м, высотой 3,0 м.

При работе ДЭС в атмосферу происходит выброс: диоксида и оксида азота, углерод,

диоксид серы, оксида углерода, проп-2-ен-1-аль, формальдегида и углеводороды предельные С12-С19.

ИЗ №0003, Накопительная емкость 50 м3

ИЗ №0004, Накопительная емкость 50 м3

ИЗ №0009, Накопительная емкость 50 м3

ИЗ №0010, Накопительная емкость 50 м3

ИЗ №0015, Накопительная емкость 50 м3

ИЗ №0016, Накопительная емкость 50 м3

Накопительная емкость предназначена для приема, хранения и отпуска нефти.

Источники организованные, дыхательные клапаны.

В атмосферу происходит выбросы: сероводород, смесь углеводородов предельных С1-С5, смесь углеводородов предельных С6-С10, бензол, диметилбензол, метилбензол.

ИЗ №0005, Емкость для дизтоплива

ИЗ №0011, Емкость для дизтоплива

ИЗ №0017, Емкость для дизтоплива

Емкость для дизельного топлива предназначена для приема, хранения и отпуска дизельного топлива.

Источники организованные, дыхательные клапаны.

В атмосферу происходит выбросы: сероводород, углеводороды предельные С12-С19.

ИЗ №0006, Наливная эстакада

ИЗ №0012, Наливная эстакада

ИЗ №0018, Наливная эстакада

Слив жидкости в автоцистерны происходит через наливной стояк.

Источники организованные, горловина бака.

В атмосферу происходит выбросы: сероводород, смесь углеводородов предельных С1-С5, смесь углеводородов предельных С6-С10, бензол, диметилбензол, метилбензол.

Неорганизованные источники

ИЗ №6001, Двухфазный нефтегазосепаратора НГС-16 (ЗРА и ФС)

ИЗ №6002, Тестовый сепаратор «АРГО» для замера дебитов (ЗРА и ФС)

ИЗ №6003, Двухфазный нефтегазосепаратора НГС-16 (ЗРА и ФС)

ИЗ №6004, Тестовый сепаратор «АРГО» для замера дебитов (ЗРА и ФС)

ИЗ №6005, Двухфазный нефтегазосепаратора НГС-16 (ЗРА и ФС)

ИЗ №6006, Тестовый сепаратор «АРГО» для замера дебитов (ЗРА и ФС)

Неплотности ФС и ЗРА

Источники неорганизованные, площадные.

Согласно требованиям промышленной безопасности недопустимо эксплуатировать неисправное оборудование, выбросы от неплотностей ЗРА и ФС приравниваются к аварийным и не подлежат нормированию.

Нормативы выбросов ЗВ представлены без источников ЗРА и ФС, эти источники представлены в Планах технических мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

3.3. Краткая характеристика установок очистки газа, анализ их технического состояния и эффективности работы

На территории Юго-Западного поднятия месторождения Аксай газоочистное и пылегазоочистное оборудования отсутствует.

Таблица 3.3-1

ТОО «НЕДРА КОМ»

Показатели работы пылегазоочистного оборудования (ПГО)

Номер источника выделения	Наименование и тип пылегазоулавливающего оборудования	КПД аппаратов, %		Код загрязняющего вещества по котор. происходит очистка	Коэффициент обеспеченности К(1),%
		проектный	фактический		
1	2	3	4	5	6
Пылегазоочистное оборудование отсутствует!					

3.4. Оценка степени соответствия применяемой технологии и пылегазоочистного оборудования передовому научно-техническому уровню в стране и за рубежом

Применяемая технология и оборудование соответствуют современному научно-техническому уровню и потенциалу в Республике Казахстан и за рубежом. В основном, оборудование и механизмы, используемые в главном и вспомогательном производстве, являются наилучшими стандартами зарубежных технологий.

3.5. Перспектива развития предприятия

Проект нормативов допустимых выбросов ЗВ в атмосферу разработан на 2022 год согласно согласованному объему газа в Протоколе №5 от 26 августа 2021 г.

В таблице 3.5.1. приведен прогноз добычи нефти и газа на 2022 год.

Таблица 3.5.1.

Год	Нефть, тыс.т	Газ, млн.м ³
2022	15,2	0,4381

Для Юго-Западного поднятия месторождения Аксай нормативы эмиссии устанавливаются на один год в связи с тем, что ежегодно изменяется объем добычи нефти и газа, а также баланс газа. Это не противоречит п.12 (п.п.1) «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду» [4] о необходимости учета новых или изменения параметров существующих источников загрязнения атмосферы.

3.6. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Результаты инвентаризации источников выбросов ВВ в атмосферу приведен в Приложении 1, расчет выбросов вредных веществ в атмосферу в Приложении 2.

К организованным источникам выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух относятся: факельная установка для сжигания избыточного сырого газа, горловины резервуаров хранения нефти, выхлопные трубы дизель-электростанций, дыхательные клапаны резервуаров хранения дизельного топлива.

К неорганизованным источникам выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух относятся: ЗРА и ФС двухфазный нефтегазосепаратора НГС-16 и тестового сепаратора «АРГО» для замера дебитов. За счет герметизации неплотности запорно-регулирующей арматуры и фланцевых соединений в атмосферу исключается выделение углеводородов и не подлежит нормированию.

При горении газа на факельной установке в атмосферу поступают оксид углерода, метан, диоксиды азота и сажа.

При эксплуатации резервуаров с нефтью в атмосферу поступают углеводороды C1-C5, углеводороды C6-C10, сероводород, бензол, диметилбензол, метилбензол.

При работе ДЭС в атмосферу поступают оксиды азота, серы, углерода, углеводороды C12-C19, углерод, формальдегид, проп-2-ен-1-аль.

При эксплуатации резервуаров с дизтоплива в атмосферу поступают сероводород, алканы C12-19.

При эксплуатации наливной эстакады в атмосферу поступают углеводороды C1-C5, углеводороды C6-C10, сероводород, бензол, диметилбензол, метилбензол.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу представлено в таблице 3.6.1.

ТОО «НЕДРА КОМ»

ЭРА v2.5 ТОО "Effect group"

Таблица 3.6-1

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Кызылординская область, ТОО "Недра Ком" м/р Аксай на 2022 год

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
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		2	0.4292418	11.210058603	1519.8904	280.251465
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		3	0.507	13.241	220.6833	220.683333
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		3	0.0911412	2.380372401	47.6074	47.607448
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		3	0.1299	3.395	67.9	67.9
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			2	0.01396275	0.006672038	0	0.83400475
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	0.586512	15.318724019	4.338	5.10624134
0410	Метан (727*)			50		0.0065403	0.170843101	0	0.00341686
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		16.848	8.05	0	0.161
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		6.228	2.9784	0	0.09928
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		2	0.08136	0.038892	0	0.38892
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.2			3	0.02556	0.01222	0	0.0611
0621	Метилбензол (349)	0.6			3	0.05112	0.024442	0	0.04073667
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.03	0.01		2	0.0156	0.4074	123.8875	40.74
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		2	0.0156	0.4074	123.8875	40.74
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	0.159258	4.076436	3.542	4.076436
	В С Е Г О:					25.18879605	61.717860162	2111.7	708.693382

Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; "ПДК" - ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ; "а" - константа, зависящая от класса опасности ЗВ
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)

3.7. Характеристика аварийных и залповых выбросов

Под аварийным выбросом понимается непредвиденный, непредсказуемый и непреднамеренный выброс, вызванный аварией, произошедшей при эксплуатации объекта I или II категории (ст.202 ЭК РК).

Наиболее опасными на месторождениях являются следующие возможные аварийные ситуации при нарушении герметичности ёмкостей, аппаратов и трубопроводов нефти и газа

Анализ аварий включает в себя рассмотрение многочисленных аварийных сценариев в условиях эксплуатации промышленного объекта, включая вероятность возникновения стихийных бедствий.

К главным причинам аварий следует отнести:

- полные или частичные отказы технических систем и транспортных средств;
- пожары, вызванные различными причинами;
- коррозия и дефекты трубопроводов, нефтепромыслового оборудования;
- ошибки обслуживающего персонала;
- опасные и стихийные природные явления.

Основными мероприятиями по предупреждению и снижению последствий аварийных ситуаций в резервуарном парке являются:

- тщательный контроль состояния резервуаров;
- обвалование резервуаров с пожароопасными веществами и создание под ними площадок каре с непроницаемым экраном;
- периодический визуальный осмотр резервуаров и прочих емкостей для хранения;
- закладка и обвалование непроницаемого слоя из глины или пластика;
- заземление всех резервуаров и других емкостей для хранения нефти и нефтепродуктов, а также технологического оборудования;
- оборудование всех стационарных емкостей запорными устройствами и их своевременная ревизия;
- оборудование всех нефтепроводов обратными клапанами.

Основными мероприятиями по предупреждений и снижению последствий аварийных ситуаций магистрального нефтепровода являются:

- тщательный контроль утечки с помощью электронных датчиков и приборов для объемных измерений;
- дооборудование трубопровода системами отсечки и поддержание их в постоянной исправности;
- оборудование локальных систем оповещения и сигнализации;
- поддержание в постоянной готовности сил и средств ликвидации аварии;
- защита от механических повреждений за счет защитных кожухов в местах пересечений с автодорогами и другими коммуникациями;
- осуществление усиленной антикоррозийной изоляции при подземной прокладке трубопроводов.

Аварийные выбросы на предприятии предотвращаются регулярными профилактическими работами.

Залповые выбросы на месторождениях возможны при прорывах нефти и газопроводов. Все это исключает возможность больших залповых выбросов.

На месторождении предусмотрен порядок действий в случае возможной аварии. Для ликвидации аварии нефтепроводов должна высылаться ремонтная бригада со спецтехникой, экскаватор, сварочный агрегат, вакуум-техника, самосвал, бортовая автомашина с обслуживающим персоналом. При этом определяется площадь разлитой нефти и ее количество, экскаватором роется приямок для сбора с помощью скребков разлитой нефти, с последующей откачкой ее в наливную цистерну и вывоз на промысел.

После сбора всей разлитой нефти, с помощью экскаватора собирают в кучу пропитанную нефтью почву, загружают ее в самосвал и отвозят на сборник нефтешламов.

Место порыва нефтепровода вскрывают экскаватором, предварительно готовят трубопровод под электросварку. На место порыва должна накладываться металлическая заплатка, после чего трубу изолируют гидроизоляцией. Затем должна производиться обратная засыпка траншей бульдозером.

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

Определение параметров по месту аварии на нефтепроводе:

1. Площадь разлитой нефти (пятна), м²
2. Глубина фильтрации нефти в грунт, м
3. Пористость поверхностного грунта, %
4. Потери нефти от испарения (24 ч), тн
5. Времени на ликвидацию аварии (24 ч).

Непредвиденных нарушений технологии при эксплуатации скважин не предполагается, так как при осуществлении добычи нефти, сжигании газа используется современное оборудование, соблюдаются технологические регламенты процессов добычи и сжигания газа, систематически производится осмотр и профилактика используемого оборудования, его своевременный ремонт.

3.8. Параметры выбросов ЗВ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов

Исходные данные (г/сек, т/год), принятые для расчета нормативов допустимых выбросов, определены на основании визуальных обследований и расчетным путем согласно:

- Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду, утв. Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10 марта 2021 года № 63;

- Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа. Приказ Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө;

- Руководство по контролю источников загрязнения атмосферы РНД 211.3.01.06-97 (ОНД-90);

- ГОСТу 17.2.3.02-2014 Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями;

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов представлены в таблицах 3.8.1.

ТОО «НЕДРА КОМ»

ЭРА v2.5 ТОО "Effect group"

Таблица 3.3

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов ПДВ на 2022 год

Кызылординская область, ТОО "Недра Ком" м/р Аксай на 2022 год

Про-из-вод-ство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме, м				Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения ПДВ
		точ.ист, /1-го конца линейного источника /центра площадного источника										2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника		г/с	мг/нм3			т/год			
		Наименование	Количество, шт.						скорость, м/с	Объем смеси, м3/с	Температура смеси, оС	X1	Y1						X2	Y2	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
001		Факел (Аксайский-1)	1	8760	Труба	0001	20,4	0,94	2,42	1,6820221	3340,3	0	0			0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0130806	102,929	0,4125098	2022
																0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0087204	68,619	0,27500653	2022
																0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,087204	686,193	2,75006534	2022
																0410	Метан (727*)	0,0021801	17,155	0,06875163	2022
001		Дизельная электростанция	1	8760	Выхлопная труба	0002	3	0,15	21,43	0,3787002	450	0	0			0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,13	909,125	4,1	2022
																0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,169	1181,862	5,33	2022
																0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,02166	151,474	0,683	2022
																0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,0433	302,808	1,366	2022

ТОО «НЕДРА КОМ»

																0337	Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	0,1083	757,37 1	3,415	2022
																1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,0052	36,365	0,164	2022
																1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0052	36,365	0,164	2022
																2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265II) (10)	0,052	363,65	1,64	2022
001		Накопительная емкость 50 м3	1	8760	Дыхательный клапан	0003	3	0,05	5,66	0,01111	33,1	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,000387 6	39,117	0,0001 872	2022
																0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,468	47231, 58	0,226	2022
																0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,173	17459, 537	0,0836	2022
																0602	Бензол (64)	0,00226	228,08 4	0,0010 92	2022
																0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,00071	71,655	0,0003 43	2022
																0621	Метилбензол (349)	0,00142	143,30 9	0,0006 86	2022
001		Накопительная емкость 50 м3	1	8760	Дыхательный клапан	0004	3	0,05	5,66	0,01111	33,1	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,000387 6	39,117	0,0001 872	2022
																0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,468	47231, 58	0,226	2022
																0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,173	17459, 537	0,0836	2022
																0602	Бензол (64)	0,00226	228,08 4	0,0010 92	2022

ТОО «НЕДРА КОМ»

															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,00071	71,655	0,000343	2022
															0621	Метилбензол (349)	0,00142	143,309	0,000686	2022
001		Емкость для дизельного топлива	1	8760	Дыхательный клапан	0005	2,5	0,05	1,7	0,003333	33,1	0	0		0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	3,05E-06	1,026	2,296E-06	2022
															2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,001086	365,338	0,000818	2022
001		Наливная эстакада	1	8760	Горловина бака	0006	5	0,3	0,35	0,025	33,1	0	0		0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,003876	173,838	0,002274	2022
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	4,68	209897,143	2,746	2022
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1,73	77590,183	1,016	2022
															0602	Бензол (64)	0,0226	1013,606	0,01327	2022
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0071	318,434	0,00417	2022
															0621	Метилбензол (349)	0,0142	636,867	0,00834	2022
002		Факел (Аксайский -10)	1	5880	Труба	0007	20,4	0,94	2,42	1,6820221	3340,3	0	0		0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0130806	102,929	0,27689014	2022
															0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0087204	68,619	0,18459343	2022
															0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0,087204	686,193	1,84593427	2022
															0410	Метан (727*)	0,0021801	17,155	0,04614836	2022
002		Дизельная электростанция	1	5880	Выхлопная труба	0008	3	0,15	21,43	0,3787002	450	0	0		0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,13	909,125	2,75	2022

ТОО «НЕДРА КОМ»

																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,169	1181,862	3,576	2022
																		0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,02166	151,474	0,458	2022
																		0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,0433	302,808	0,917	2022
																		0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,1083	757,371	2,29	2022
																		1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,0052	36,365	0,11	2022
																		1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0052	36,365	0,11	2022
																		2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265II) (10)	0,052	363,65	1,1	2022
002		Накопительная емкость 50 м3	1	5880	Дыхательный клапан	0009	3	0,05	5,66	0,01111	33,1	0	0				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0003876	39,117	0,0001506	2022	
																		0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,468	47231,58	0,182	2022
																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,173	17459,537	0,0673	2022
																		0602	Бензол (64)	0,00226	228,084	0,000879	2022
																		0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,00071	71,655	0,000276	2022
																		0621	Метилбензол (349)	0,00142	143,309	0,000552	2022

ТОО «НЕДРА КОМ»

002	Накопительная емкость 50 м3	1	5880	Дыхательный клапан	0010	3	0,05	5,66	0,01111	33,1	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0003876	39,117	0,0001506	2022
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,468	47231,58	0,182	2022
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,173	17459,537	0,0673	2022
															0602	Бензол (64)	0,00226	228,084	0,000879	2022
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,00071	71,655	0,000276	2022
															0621	Метилбензол (349)	0,00142	143,309	0,000552	2022
002	Емкость для дизельного топлива	1	5880	Дыхательный клапан	0011	2,5	0,05	1,7	0,003333	33,1	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	3,05E-06	1,026	2,262E-06	2022
															2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,001086	365,338	0,000806	2022
002	Наливная эстакада	1	5880	Горловина бака	0012	5	0,3	0,35	0,025	33,1	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,003876	173,838	0,001526	2022
															0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	4,68	209897,143	1,843	2022
															0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1,73	77590,183	0,682	2022
															0602	Бензол (64)	0,0226	1013,606	0,0089	2022
															0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0071	318,434	0,0028	2022
															0621	Метилбензол (349)	0,0142	636,867	0,0056	2022
003	Факел (Аксайский - 11)	1	7128	Труба	0013	20,4	0,94	2,42	1,6820221	3340,3	0	0			0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,0130806	102,929	0,33565866	2022

ТОО «НЕДРА КОМ»

																	0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0087204	68,619	0,22377244	2022
																	0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,087204	686,193	2,2377244	2022
																	0410	Метан (727*)	0,0021801	17,155	0,05594311	2022
003		Дизельная электростанция	1	7128	Выхлопная труба	0014	3	0,15	21,43	0,3787002	450	0	0				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,13	909,125	3,335	2022
																	0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,169	1181,862	4,335	2022
																	0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,02166	151,474	0,556	2022
																	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,0433	302,808	1,112	2022
																	0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,1083	757,371	2,78	2022
																	1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,0052	36,365	0,1334	2022
																	1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0052	36,365	0,1334	2022
																	2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,052	363,65	1,334	2022
003		Накопительная емкость 50 м3	1	7128	Дыхательный клапан	0015	3	0,05	5,66	0,01111	33,1	0	0				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0003876	39,117	0,0001698	2022
																	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,468	47231,58	0,205	2022

ТОО «НЕДРА КОМ»

																0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,173	17459,537	0,0758	2022
																0602	Бензол (64)	0,00226	228,084	0,00099	2022
																0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,00071	71,655	0,000311	2022
																0621	Метилбензол (349)	0,00142	143,309	0,000623	2022
003		Накопительная емкость 50 м3	1	7128	Дыхательный клапан	0016	3	0,05	5,66	0,01111	33,1	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0003876	39,117	0,0001698	2022
																0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,468	47231,58	0,205	2022
																0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,173	17459,537	0,0758	2022
																0602	Бензол (64)	0,00226	228,084	0,00099	2022
																0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,00071	71,655	0,000311	2022
																0621	Метилбензол (349)	0,00142	143,309	0,000623	2022
003		Емкость для дизельного топлива	1	7128	Дыхательный клапан	0017	2,5	0,05	1,7	0,003333	33,1	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	3,05E-06	1,026	0,00000228	2022
																2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,001086	365,338	0,000812	2022
003		Наливная эстакада	1	7128	Горловина бака	0018	5	0,3	0,35	0,025	33,1	0	0			0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,003876	173,838	0,00185	2022
																0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	4,68	209897,143	2,235	2022
																0416	Смесь углеводородов предельных C6-	1,73	77590,183	0,827	2022

ТОО «НЕДРА КОМ»

														C10 (1503*)						
														0602	Бензол (64)	0,0226	1013,6 06	0,0108	2022	
														0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,0071	318,43 4	0,0033 9	2022	
														0621	Метилбензол (349)	0,0142	636,86 7	0,0067 8	2022	
001		Двухфазный нефтегазо сепаратор НГС-16	1	8760	Неоргани- зованный источник	6001					20	20	20	20	0415	Смесь углеводородов предельных C1- C5 (1502*)	0,01209		0,3808 4	2022
001		Тестовый сепаратор АРГО	1	8760	Неоргани- зованный источник	6002					20	20	20	20	0415	Смесь углеводородов предельных C1- C5 (1502*)	0,01209		0,3808 4	2022
002		Двухфазный нефтегазо сепаратор НГС-16	1	5880	Неоргани- зованный источник	6003					20	20	20	20	0415	Смесь углеводородов предельных C1- C5 (1502*)	0,01209		0,2559	2022
002		Тестовый сепаратор АРГО	1	5880	Неоргани- зованный источник	6004					20	20	20	20	0415	Смесь углеводородов предельных C1- C5 (1502*)	0,01209		0,3049 7	2022
003		Двухфазный нефтегазо сепаратор НГС-16	1	7128	Неоргани- зованный источник	6005					20	20	20	20	0415	Смесь углеводородов предельных C1- C5 (1502*)	0,01209		0,3102	2022
003		Тестовый сепаратор АРГО	1	7128	Неоргани- зованный источник	6006					20	20	20	20	0415	Смесь углеводородов предельных C1- C5 (1502*)	0,01209		0,3102	2022

3.9. Обоснование полноты и достоверности исходных данных (г/с, т/год), принятых для расчетов нормативов допустимых выбросов

Определение нормативов эмиссий осуществляется расчетным путем в соответствии с требованиями Экологического Кодекса РК (п.6 ст.39 ЭК РК) по методике, утвержденной уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Определение количества загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, параметров источников выбросов проводилось расчетным методом по действующим в Республике Казахстан методическим документам, который основан на расчетных формул, учитывающих параметры конкретных источников. Для расчетов приняты данные, определяющие максимальное выделение вредных веществ в атмосферу.

С 1 июля введено понятие «нормативы допустимых выбросов» и аббревиатура – НДС.

Перед разработкой проекта НДС проведена инвентаризация источников выделения загрязняющих веществ в атмосферу, изучены материалы юридического обоснования открытия предприятия.

В результате изучения исходных данных определены источники выделения загрязняющих веществ в атмосферу и образования отходов, определена загрязненность атмосферы.

Исходные данные (г/с, т/год) для расчёта эмиссий загрязняющих веществ (НДС) уточнены расчётным методом. Для определения количественных выбросов использованы действующие и утверждённые методики.

Для расчета приняты наиболее достоверные результаты, определяющие максимальное выделение вредных веществ в атмосферу.

Расчёты выбросов проводились с учётом мощностей, нагрузок работы технологического оборудования и времени его работы.

Исходными данными для разработки проекта нормативов допустимых выбросов, в т.ч., являются сведения отраженные в «Программы развития переработки сырого газа на Юго-Западного поднытия месторождения Аксай на 2021-2024 годы».

Все исходные данные на разработку проекта нормативов допустимых выбросов (НДС) загрязняющих веществ в атмосферу представлены руководством предприятия (см. Приложение 3).

3.10. Сведения об ущербе, причиняемом выбросами предприятия

Согласно Экологического кодекса Республики Казахстан для каждого предприятия органами охраны природы устанавливаются лимиты выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на основе нормативов допустимых выбросов (НДС).

На период достижения нормативов предельно-допустимых выбросов устанавливаются лимиты природопользования с учетом экологической обстановки в регионе, видов используемого сырья, технического уровня, применяемого природоохранного оборудования, проектных показателей и особенностей технологического режима работы, а также уровня фонового загрязнения окружающей среды. В случае достижения норм НДС, лимит выбросов загрязняющих веществ на последующие годы устанавливается на уровне НДС и не меняется до очередного пересмотра.

Платежи взимаются как за установленные лимиты выбросов загрязняющих веществ, так и за их превышение. Плата за выбросы загрязняющих веществ в пределах установленных лимитов рассматривается как плата за использование природных ресурсов (способности природной среды к нейтрализации вредных веществ).

Плата за выбросы загрязняющих веществ сверх устанавливаемых лимитов применяется в случаях невыполнения предприятиями обязательств по соблюдению согласованных лимитов.

Величина платежей за превышение лимитов выбросов загрязняющих веществ определяется в кратном размере по отношению к нормативу платы за допустимое загрязнение окружающей среды.

ТОО «НЕДРА КОМ»

Местные представительные органы имеют право повышать ставки, установленные настоящей статьей, не более чем в два раза.

За эмиссии в окружающую среду сверх установленных лимитов ставки платы, установленные настоящей статьей, увеличиваются в десять раз.

Расчет платежей за загрязнение воздушного бассейна

Расчет платы (Пн) за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу определен по формуле:

$$П_n = k * M * P$$

где: k - ставка платы за одну тонну, (МРП)

M – годовой нормативный объем загрязняющих веществ, т;

P – МРП=3063 тенге (2022 год)

- ставки платы за выбросы загрязняющих веществ от стационарных источников

№ п/п	Виды загрязняющих веществ	Ставки платы за 1 тонну, (МРП)	Ставки платы за 1 килограмм, (МРП)
1	2	3	4
1	Окислы серы	20	
2	Окислы азота	20	
3	Пыль и зола	10	
4	Свинец и его соединения	3986	
5	Сероводород	124	
6	Фенолы	332	
7	Углеводороды	0,32	
8	Формальдегид	332	
9	Окислы углерода	0,32	
10	Метан	0,02	
11	Сажа	24	
12	Окислы железа	30	
13	Аммиак	24	
14	Хром шестивалентный	798	
15	Окислы меди	598	
16	Бенз(а)пирен		996,6

Ставки платы за выбросы загрязняющих веществ от сжигания попутного и (или) природного газа в факелах, осуществляемого в установленном законодательством Республики Казахстан порядке, составляют:

№ п/п	Виды загрязняющих веществ	Ставки платы за 1 тонну, (МРП)
1	2	3
1	Углеводороды	44,6
2	Окислы углерода	14,6
3	Метан	0,8
4	Диоксид серы	200
5	Диоксид азота	200
6	Сажа	240
7	Сероводород	1240
8	меркаптан	199320

Расчет платежей за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу производится в соответствии с требованиями Налогового кодекса РК (по состоянию на 01 января 2022 года МРП = 3063 тенге).

РАЗДЕЛ 4. ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЙ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ

4.1. Название использованной программы автоматизированного расчета загрязнения атмосферы

Нормативы допустимых выбросов устанавливаются расчетным путем с применением метода моделирования рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ с таким условием, чтобы общая нагрузка на атмосферный воздух в пределах области воздействия не приводила к нарушению установленных экологических нормативов качества окружающей среды.

Расчет загрязнения воздушного бассейна вредными веществами произведен по комплексной программе ЭРА, версия 2.5 фирмы НПП «Логос-Плюс», г. Новосибирск, входящей в перечень основных программ утвержденных МООС РК, которая предназначена для расчета полей концентраций и рассеивания вредных примесей в приземном слое атмосферы, содержащихся в выбросах, с целью установления нормативов допустимых выбросов (НДВ).

В ПК «Эра-Воздух» реализована «Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий», Приложение № 12 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-ө (ОНД-86).

Нормирование выбросов вредных веществ в атмосферу основано на необходимости соблюдения экологических нормативов качества или целевых показателей качества окружающей среды согласно требованиям п. 28 Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду, (утв. приказом Министра ЭГиПР РК от 10 марта 2021 года № 63) (далее – Методика).

Расчет максимальных приземных концентраций вредных веществ позволяет выделить зоны с нормативным качеством воздуха и повышенным содержанием отдельных ингредиентов по отношению к ПДК.

Результаты расчета приземных концентрации загрязняющих веществ в форме изолинии и карт рассеивания прилагаются (см. Приложение 4).

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

Климат района резко континентальный, с жарким, сухим, продолжительным летом и холодной малоснежной зимой. Самый холодный месяц - январь, самый теплый - июль. Для климата района характерна интенсивная ветровая деятельность. Характерны частые и сильные ветры, преимущественно северо-восточного направления. Рельеф местности равнинный.

Основные метеорологические характеристики района приведены в таблице 4.2.1.

Таблица 4.2.1.

Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, °С	34,3
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее холодного месяца года, °С	-9,2
Многолетняя роза ветров, %	
С	16
СВ	31
В	14
ЮВ	4
Ю	6
ЮЗ	8

З	12
СЗ	9
Штиль	13
Скорость ветра по средним многолетним данным, повторяемость которой составляет 5%, м/с	9

В настоящем проекте в качестве критерия для оценки уровня загрязнения атмосферного воздуха применялись значения максимально разовых предельно допустимых концентраций веществ в атмосферном воздухе для населенных мест (ПДК_{мр}) и ориентировочно безопасных уровней воздействия (ОБУВ). Значения ПДК и ОБУВ приняты на основании утвержденных «Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах» (утв. приказом Министра НЭ РК от 28 февраля 2015 года № 168).

4.3. Максимальные приземные концентрации на границе СЗЗ и в селитебной зоне, перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы

Расчет максимальных приземных концентраций вредных веществ позволяет выделить зоны с нормативным качеством воздуха и повышенным содержанием отдельных ингредиентов по отношению к ПДК.

Степень загрязнения атмосферы оценивается по величинам максимальных приземных концентраций C_m , создаваемых выбросами на границе санитарно-защитной зоны 500 м. Селитебная зона вблизи территории месторождения отсутствует. Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции Жалагаш (155 км), Жосалы (90 км), Карсакпай (155 км). Расстояние до областных центров г. Кызылорда и г. Жезказган составляют 120 и 280 км, соответственно, посты наблюдения за загрязнением атмосферы Казгидромет в районе расположения объекта месторождения Аксай отсутствуют, поэтому критерием качества атмосферного воздуха служит выполнение неравенства $C_m \leq 1$ на границе СЗЗ. Контрольные точки определения приземных концентраций загрязняющих веществ заданы в следующих пунктах наблюдения: расчетный прямоугольник, граница СЗЗ.

Расчет максимальных приземных концентраций выполнен в расчетном прямоугольнике (2000 x 2000) м с шагом 100 м в системе координат.

В таблице 4.3-1 приведены значения максимальных приземных концентраций на границе СЗЗ.

Таблица 4.3.1.

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	СЗЗ	ЖЗ	ФТ	Колич. ИЗА	ПДК (ОБУВ) мг/м ³	Класс опасн
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.5418	нет расч.	0.5426	6	0.2000000	2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.3514	нет расч.	0.3519	3	0.4000000	3
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.1432	нет расч.	0.1435	6	0.1500000	3
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0720	нет расч.	0.0721	3	0.5000000	3
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.6366	нет расч.	0.6375	12	0.0080000	2
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.0183	нет расч.	0.0183	6	5.0000000	4
0410	Метан (727*)	См<0.05	нет расч.	См<0.05	3	50.0000000	-
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.1228	нет расч.	0.1230	9	50.0000000	-
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.0757	нет расч.	0.0758	9	30.0000000	-
0602	Бензол (64)	0.0989	нет расч.	0.0990	9	0.3000000	2
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0.0466	нет расч.	0.0466	9	0.2000000	3
0621	Метилбензол (349)	0.0310	нет расч.	0.0311	9	0.6000000	3
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.1441	нет расч.	0.1443	3	0.0300000	2
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0865	нет расч.	0.0866	3	0.0500000	2
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19) (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0444	нет расч.	0.0445	6	1.0000000	4
___30	0330 + 0333	0.7044	нет расч.	0.7054	15		
___31	0301 + 0330	0.6139	нет расч.	0.6147	6		
___39	0333 + 1325	0.7181	нет расч.	0.7190	15		

ТОО «НЕДРА КОМ»

Как видно из табл. 4.3.1. для всех загрязняющих веществ на Юго-Западном поднятии месторождения Аксай при их рассеивании в атмосфере выполняется условие нормативного качества атмосферного воздуха: $C_m \leq 1$ ПДК, поэтому рекомендуется принять фактические выбросы загрязняющих веществ в 2022г. в качестве нормативов допустимых выбросов (НДВ).

В таблице 4.3.2 приведен перечень источников, дающих максимальный вклад в уровень загрязнения атмосферы.

Таблица 4.3-2

ЭРА v2.5 ТОО "Effect group"

Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения

Кызылординская область, ТОО "Недра Ком" м/р Аксай на 2022 год нормируемый

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м ³		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок)
		в жилой зоне	на границе санитарно - защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Существующее положение									
Загрязняющие вещества:									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.36102/0.0722		-469/172	0002		49.9	Скважина
						0008		49.9	Аксайский -1 Скважина
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.23414/0.09366		-469/172	0002		50	Аксайский -10 Скважина
						0008		50	Аксайский -1 Скважина
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.09548/0.01432		-469/172	0002		48.6	Аксайский -10 Скважина
						0008		48.6	Аксайский -1 Скважина
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.42403/0.00339		-469/172	0006		39.4	Аксайский -10 Скважина
						0012		39.4	Аксайский -1 Скважина
						0003		5.3	Аксайский -10 Скважина
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.08232/0.11612		-322/-382	0006		39.2	Аксайский -1 Скважина
						0012		39.2	Аксайский -10 Скважина
						0003		5.3	Аксайский -1 Скважина
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0.05042/0.51261		-469/172	0006		39.4	Аксайский -1 Скважина
						0012		39.4	Аксайский -10 Скважина
						0003		5.3	Аксайский -1 Скважина

ТОО «НЕДРА КОМ»

0602	Бензол (64)		0.06587/0.0197 6	-469/172	0006		39.4	Аксайский -1 Скважина	
						0012	39.4	Аксайский -1 Скважина	
						0003	5.3	Аксайский -10 Скважина	
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0.09606/0.0028 8	-469/172	0002		50	Аксайский -1 Скважина	
						0008	50	Аксайский -1 Скважина	
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05763/0.0028 8	-469/172	0002		50	Аксайский -10 Скважина	
						0008	50	Аксайский -1 Скважина Аксайский -10	
Группы веществ, обладающих эффектом комбинированного вредного действия									
30 0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.46918	-469/172	0006		35.6	Скважина Аксайский -1	
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)					0012	35.6	Скважина Аксайский -10	
						0002	4.8	Скважина Аксайский -1	
31 0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.40901	-469/172	0002		49.9	Скважина	
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)					0008	49.9	Аксайский -1 Скважина	
39 0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.47826	-469/172	0006		34.9	Скважина Аксайский -1	
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)					0012	34.9	Скважина Аксайский -10	
						0002	5.7	Скважина Аксайский -1	

Как показало рассеивание вредных веществ в атмосфере, деятельность на месторождении в 2022 году не повлечет за собой негативных последствий по изменению качества атмосферного воздуха.

4.4. Предложения по нормативам допустимых выбросов

Учитывая результаты расчетов рассеивания, выбросы всех нормируемых стационарных источников выбросов на Юго-Западном поднятии месторождения Аксай на 2022 год предлагается принять в качестве НДВ по всем загрязняющим веществам.

Согласно п. 5 ст. 202 Экологического Кодекса РК нормативы допустимых выбросов устанавливаются для каждого загрязняющего вещества, включенного в перечень

загрязняющих веществ, в виде:

- массовой концентрации загрязняющего вещества (мг/м³), как массы загрязняющего вещества в единице объема сухих отходящих газов;
- скорости массового потока загрязняющего вещества (г/с).

Для обеспечения соблюдения установленных нормативов допустимой совокупной антропогенной нагрузки на атмосферный воздух наряду с нормативами допустимых выбросов установлены годовые лимиты на выбросы (т/год) для каждого стационарного источника.

В таблице 4.4.1. приведены нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

ТОО «НЕДРА КОМ»

ЭРА v2.5 ТОО "Effect group"

Таблица 4.4-1

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по предприятию

Кызылординская область, ТОО "Недра Ком" м/р Аксай на 2022 год

Производство цех, участок	Но- мер ис- точ- ника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год дос- тиже ния ПДВ
		существующее положение		на 2022 год		П Д В		
Код и наименование загрязняющего вещества	выб- роса	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Организованные источники								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Факела Аксайский -1	0001	0.02197026	0.20311066	0.0130806	0.412509802	0.0130806	0.412509802	2022
Дизельная электростанция Аксайский -1	0002	0.13	1.2	0.13	4.1	0.13	4.1	2022
Факела Аксайский -10	0007	-	-	0.0130806	0.276890141	0.0130806	0.276890141	2022
Дизельная электростанция Аксайский -10	0008	-	-	0.13	2.75	0.13	2.75	2022
Факела Аксайский -11	0013	-	-	0.0130806	0.33565866	0.0130806	0.33565866	2022
Дизельная электростанция Аксайский -11	0014	-	-	0.13	3.335	0.13	3.335	2022
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
Дизельная электростанция Аксайский -1	0002	0.169	1.56	0.169	5.33	0.169	5.33	2022
Дизельная электростанция Аксайский -10	0008	-	-	0.169	3.576	0.169	3.576	2022
Дизельная электростанция Аксайский -11	0014	-	-	0.169	4.335	0.169	4.335	2022
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Факела Аксайский -1	0001	0.01464684	0.135407106	0.0087204	0.275006534	0.0087204	0.275006534	2022
Дизельная электростанция Аксайский -1	0002	0.02166	0.2	0.02166	0.683	0.02166	0.683	2022
Факела Аксайский -10	0007	-	-	0.0087204	0.184593427	0.0087204	0.184593427	2022
Дизельная электростанция Аксайский -10	0008	-	-	0.02166	0.458	0.02166	0.458	2022

ТОО «НЕДРА КОМ»

Факела Аксайский -11	0013	-	-	0.0087204	0.22377244	0.0087204	0.22377244	2022
Дизельная электростанция Аксайский -11	0014	-	-	0.02166	0.556	0.02166	0.556	2022
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
Дизельная электростанция Аксайский -1	0002	0.0433	0.4	0.0433	1.366	0.0433	1.366	2022
Дизельная электростанция Аксайский -10	0008	-	-	0.0433	0.917	0.0433	0.917	2022
Дизельная электростанция Аксайский -11	0014	-	-	0.0433	1.112	0.0433	1.112	2022
(0333) Сероводород (Дигидросульфид) (518)								
Накопительная емкость 50м3 Аксайский -1	0003	0.0003876	0.0001566	0.0003876	0.0001872	0.0003876	0.0001872	2022
Накопительная емкость 50м3 Аксайский -1	0004	0.0003876	0.0001566	0.0003876	0.0001872	0.0003876	0.0001872	2022
Емкость для дизтоплива Аксайский -1	0005	0.00000305	0.000002218	0.00000305	0.000002296	0.00000305	0.000002296	2022
Наливная эстакада Аксайский -1	0006	0.003876	0.001616	0.003876	0.002274	0.003876	0.002274	2022
Накопительная емкость 50м3 Аксайский -10	0009	-	-	0.0003876	0.0001506	0.0003876	0.0001506	2022
Накопительная емкость 50м3 Аксайский -10	0010	-	-	0.0003876	0.0001506	0.0003876	0.0001506	2022
Емкость для дизтоплива Аксайский -10	0011	-	-	0.00000305	0.000002262	0.00000305	0.000002262	2022
Наливная эстакада Аксайский -10	0012	-	-	0.003876	0.001526	0.003876	0.001526	2022
Накопительная емкость 50м3 Аксайский -11	0015	-	-	0.0003876	0.0001698	0.0003876	0.0001698	2022
Накопительная емкость 50м3 Аксайский -11	0016	-	-	0.0003876	0.0001698	0.0003876	0.0001698	2022
Емкость для дизтоплива Аксайский -11	0017	-	-	0.00000305	0.00000228	0.00000305	0.00000228	2022
Наливная эстакада Аксайский -11	0018	-	-	0.003876	0.00185	0.003876	0.00185	2022
(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)								
Факела Аксайский -1	0001	0.1464684	1.354071064	0.087204	2.750065344	0.087204	2.750065344	2022
Дизельная электростанция	0002	0.1083	1	0.1083	3.415	0.1083	3.415	2022

ТОО «НЕДРА КОМ»

Аксайский -1									
Факела Аксайский -10	0007	-	-	0.087204	1.845934272	0.087204	1.845934272	2022	
Дизельная электростанция Аксайский -10	0008	-	-	0.1083	2.29	0.1083	2.29	2022	
Факела Аксайский -11	0013	-	-	0.087204	2.237724403	0.087204	2.237724403	2022	
Дизельная электростанция Аксайский -11	0014	-	-	0.1083	2.78	0.1083	2.78	2022	
(0410) Метан (727*)									
Факела Аксайский -1	0001	0.00366171	0.033851777	0.0021801	0.068751634	0.0021801	0.068751634	2022	
Факела Аксайский -10	0007			0.0021801	0.046148357	0.0021801	0.046148357	2022	
Факела Аксайский -11	0013			0.0021801	0.05594311	0.0021801	0.05594311	2022	
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)									
Накопительная емкость 50м3 Аксайский -1	0003	0.468	0.189	0.468	0.226	0.468	0.226	2022	
Накопительная емкость 50м3 Аксайский -1	0004	0.468	0.189	0.468	0.226	0.468	0.226	2022	
Наливная эстакада Аксайский -1	0006	4.68	1.952	4.68	2.746	4.68	2.746	2022	
Накопительная емкость 50м3 Аксайский -10	0009			0.468	0.182	0.468	0.182	2022	
Накопительная емкость 50м3 Аксайский -10	0010			0.468	0.182	0.468	0.182	2022	
Наливная эстакада Аксайский -10	0012			4.68	1.843	4.68	1.843	2022	
Накопительная емкость 50м3 Аксайский -11	0015			0.468	0.205	0.468	0.205	2022	
Накопительная емкость 50м3 Аксайский -11	0016			0.468	0.205	0.468	0.205	2022	
Наливная эстакада Аксайский -11	0018			4.68	2.235	4.68	2.235	2022	
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)									
Накопительная емкость 50м3 Аксайский -1	0003	0.173	0.07	0.173	0.0836	0.173	0.0836	2022	
Накопительная емкость 50м3 Аксайский -1	0004	0.173	0.07	0.173	0.0836	0.173	0.0836	2022	
Наливная эстакада Аксайский -1	0006	1.73	0.722	1.73	1.016	1.73	1.016	2022	
Накопительная емкость 50м3	0009			0.173	0.0673	0.173	0.0673	2022	

ТОО «НЕДРА КОМ»

Аксайский -10									
Накопительная емкость 50м3 Аксайский -10	0010	-	-	0.173	0.0673	0.173	0.0673	2022	
Наливная эстакада Аксайский -10	0012	-	-	1.73	0.682	1.73	0.682	2022	
Накопительная емкость 50м3 Аксайский -11	0015	-	-	0.173	0.0758	0.173	0.0758	2022	
Накопительная емкость 50м3 Аксайский -11	0016	-	-	0.173	0.0758	0.173	0.0758	2022	
Наливная эстакада Аксайский -11	0018	-	-	1.73	0.827	1.73	0.827	2022	
(0602) Бензол (64)									
Накопительная емкость 50м3 Аксайский -1	0003	0.00226	0.000914	0.00226	0.001092	0.00226	0.001092	2022	
Накопительная емкость 50м3 Аксайский -1	0004	0.00226	0.000914	0.00226	0.001092	0.00226	0.001092	2022	
Наливная эстакада Аксайский -1	0006	0.0226	0.00943	0.0226	0.01327	0.0226	0.01327	2022	
Накопительная емкость 50м3 Аксайский -10	0009	-	-	0.00226	0.000879	0.00226	0.000879	2022	
Накопительная емкость 50м3 Аксайский -10	0010	-	-	0.00226	0.000879	0.00226	0.000879	2022	
Наливная эстакада Аксайский -10	0012	-	-	0.0226	0.0089	0.0226	0.0089	2022	
Накопительная емкость 50м3 Аксайский -11	0015	-	-	0.00226	0.00099	0.00226	0.00099	2022	
Накопительная емкость 50м3 Аксайский -11	0016	-	-	0.00226	0.00099	0.00226	0.00099	2022	
Наливная эстакада Аксайский -11	0018	-	-	0.0226	0.0108	0.0226	0.0108	2022	
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)									
Накопительная емкость 50м3 Аксайский -1	0003	0.00071	0.000287	0.00071	0.000343	0.00071	0.000343	2022	
Накопительная емкость 50м3 Аксайский -1	0004	0.00071	0.000287	0.00071	0.000343	0.00071	0.000343	2022	
Наливная эстакада Аксайский -1	0006	0.0071	0.002963	0.0071	0.00417	0.0071	0.00417	2022	
Накопительная емкость 50м3 Аксайский -10	0009	-	-	0.00071	0.000276	0.00071	0.000276	2022	

ТОО «НЕДРА КОМ»

Накопительная емкость 50м3 Аксайский -10	0010	-	-	0.00071	0.000276	0.00071	0.000276	2022
Наливная эстакада Аксайский -10	0012	-	-	0.0071	0.0028	0.0071	0.0028	2022
Накопительная емкость 50м3 Аксайский -11	0015	-	-	0.00071	0.000311	0.00071	0.000311	2022
Накопительная емкость 50м3 Аксайский -11	0016	-	-	0.00071	0.000311	0.00071	0.000311	2022
Наливная эстакада Аксайский -11	0018	-	-	0.0071	0.00339	0.0071	0.00339	2022
(0621) Метилбензол (349)								
Накопительная емкость 50м3 Аксайский -1	0003	0.00142	0.000574	0.00142	0.000686	0.00142	0.000686	2022
Накопительная емкость 50м3 Аксайский -1	0004	0.00142	0.000574	0.00142	0.000686	0.00142	0.000686	2022
Наливная эстакада Аксайский -1	0006	0.0142	0.00593	0.0142	0.00834	0.0142	0.00834	2022
Накопительная емкость 50м3 Аксайский -10	0009	-	-	0.00142	0.000552	0.00142	0.000552	2022
Накопительная емкость 50м3 Аксайский -10	0010	-	-	0.00142	0.000552	0.00142	0.000552	2022
Наливная эстакада Аксайский -10	0012	-	-	0.0142	0.0056	0.0142	0.0056	2022
Накопительная емкость 50м3 Аксайский -11	0015	-	-	0.00142	0.000623	0.00142	0.000623	2022
Накопительная емкость 50м3 Аксайский -11	0016	-	-	0.00142	0.000623	0.00142	0.000623	2022
Наливная эстакада Аксайский -11	0018	-	-	0.0142	0.00678	0.0142	0.00678	2022
(1301) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)								
Дизельная электростанция Аксайский -1	0002	0.0052	0.048	0.0052	0.164	0.0052	0.164	2022
Дизельная электростанция Аксайский -10	0008	-	-	0.0052	0.11	0.0052	0.11	2022
Дизельная электростанция Аксайский -11	0014	-	-	0.0052	0.1334	0.0052	0.1334	2022
(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)								
Дизельная электростанция	0002	0.0052	0.048	0.0052	0.164	0.0052	0.164	2022

ТОО «НЕДРА КОМ»

Аксайский -1								
Дизельная электростанция Аксайский -10	0008	-	-	0.0052	0.11	0.0052	0.11	2022
Дизельная электростанция Аксайский -11	0014	-	-	0.0052	0.1334	0.0052	0.1334	2022
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)								
Дизельная электростанция Аксайский -1	0002	0.052	0.48	0.052	1.64	0.052	1.64	2022
Емкость для дизельного топлива Аксайский -1	0005	0.001086	0.00079	0.001086	0.000818	0.001086	0.000818	2022
Дизельная электростанция Аксайский -10	0008	-	-	0.052	1.1	0.052	1.1	2022
Емкость для дизельного топлива Аксайский -10	0011	-	-	0.001086	0.000806	0.001086	0.000806	2022
Дизельная электростанция Аксайский -11	0014	-	-	0.052	1.334	0.052	1.334	2022
Емкость для дизельного топлива Аксайский -11	0017	-	-	0.001086	0.000812	0.001086	0.000812	2022
в том числе от факела**								
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
Факел Аксайский I	0001	0.02197026	0.20311066	0.0130806	0.412509802	0.0130806	0.412509802	2022
Факел Аксайский 10	0007	-	-	0.0130806	0.276890141	0.0130806	0.276890141	2022
Факел Аксайский 11	0013	-	-	0.0130806	0.33565866	0.0130806	0.33565866	2022
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
Факел Аксайский I	0001	0.01464684	0.135407106	0.0087204	0.275006534	0.0087204	0.275006534	2022
Факел Аксайский 10	0007	-	-	0.0087204	0.184593427	0.0087204	0.184593427	2022
Факел Аксайский 11	0013	-	-	0.0087204	0.22377244	0.0087204	0.22377244	2022
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
Факел Аксайский I	0001	0.1464684	1.354071064	0.087204	2.750065344	0.087204	2.750065344	2022
Факел Аксайский 10	0007	-	-	0.087204	1.845934272	0.087204	1.845934272	2022
Факел Аксайский 11	0013	-	-	0.087204	2.237724403	0.087204	2.237724403	2022
(0410) Метан (727*)								
Факел Аксайский I	0001	0.00366171	0.033851777	0.0021801	0.068751634	0.0021801	0.068751634	2022
Факел Аксайский 10	0007	-	-	0.0021801	0.046148357	0.0021801	0.046148357	2022
Факел Аксайский 11	0013	-	-	0.0021801	0.05594311	0.0021801	0.05594311	2022
Итого по организованным источникам:		8.47182746	9.879035025	25.18879605	61.717860162	25.18879605	61.717860162	
Всего по предприятию:		8.47182746	9.879035025	25.18879605	61.717860162	25.18879605	61.717860162	

ТОО «НЕДРА КОМ»

Т в е р д ы е:	0.03630684	0.335407106	0.0911412	2.380372401	0.0911412	2.380372401	
Газообразные, ж и д к и е:	8.43552062	9.543627919	25.09765485	59.337487761	25.09765485	59.337487761	

4.5. План технических мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ с целью достижения нормативов допустимых выбросов

Проектом предусмотрен ряд организационных, технологических, мероприятий, снижающих воздействие на окружающую среду.

Так как разработан проект нормативов допустимых выбросов в нем не рассматривались вопросы влияния на подземные и поверхностные воды и процесс образования, сбора, хранения и утилизации отходов производства и потребления.

Воздействие на воздушный бассейн будет оказываться практически при проведении всех операций, связанных с выбросами от факельных установок, печей подогрева нефти, при наливе нефти в резервуары хранения и в накопительные.

Проектом предлагается выполнение следующих природоохранных мероприятий:

- проведение контроля на источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу согласно плану-графику контроля проекта НДВ,
- проведение контроля качества атмосферного воздуха на границе условной санитарно-защитной зоны,
- ведение контроля за технологическими процессами сжигания газа на факельных установках и печах подогрева нефти;
- проведение сжигания газа на факелах в определенные проектными решениями сроки;
- не допускать возникновения аварийных ситуаций в процессе сжигания газа, для исключения сверхнормативных выбросов;
- для исключения сверхнормативных выбросов в атмосферу не допускать проливов нефти на почву при ее наливе в резервуары хранения и сливе в накопительные.

Измерения показателей загрязненности атмосферного воздуха могут проводиться как экологической службой самого предприятия, так и сторонней организацией на договорной основе с аккредитованными лабораториями. Для замеров должны использоваться приборы, поверенные органами государственной метрологической службы.

В случае возникновения аварийной ситуации или фонтанирования скважины контроль источников выбросов и состояния воздушного бассейна должен проводиться газоспасательной службой или противоданной военизированной службой.

Неорганизованные источники представлены выделением углеводородов через не плотности запорно-регулирующей аппаратуры (ЗРА), фланцевых соединений (ФС), сальниковых уплотнений эксплуатационных скважин, технических блоков ЗУ и ГУ.

Нормативы выбросов ЗВ представлены без источников ЗРА и ФС, эти источники представлены в Плане технических мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. Согласно плана технических мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу суммарные выбросы по углеводородам предельным С1-С5 (1502*) составили 0,07254 г/с и 1,94295 т/год.

План технических мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу с целью достижения нормативов НДВ показан в Приложении 6.

4.5.1. Экономическая эффективность предлагаемых мероприятий по достижению нормативов допустимых выбросов

Эколого-экономическая эффективность проекта – показатель, характеризующий соотношение общих экономических выгод и потерь от проекта, включая внешние экологические эффекты и связанные с ними социальные и экономические последствия, затрагивающие интересы населения и будущих поколений в результате реализации данного проекта.

4.6. Обоснование санитарно-защитной зоны

Согласно ст. 40 пункт 1 Экологического Кодекса РК к I категории относятся виды

деятельности, относящиеся к 1 и 2 классам опасности согласно санитарной классификации производственных объектов, а также разведка и добыча полезных ископаемых, кроме общераспространенных.

По санитарным требованиям «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденный Приказом Министра Национальной экономики Республики Казахстан от 22.03.2015 года №237 объекты по добыче нефти, газа и операций с ними относятся к II классу опасности с санитарно-защитной зоной (СЗЗ) не менее 500 метров.

Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции Жалагаш (155 км), Жосалы (90км), Карсакпай (155 км). Расстояние до областных центров г. Кызылорда и г. Жезказган составляют 120 и 280 км, соответственно.

Достаточность ширины СЗЗ подтверждена расчетами уровней загрязнения в соответствии с действующими указаниями по расчету рассеивания в атмосфере вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий.

Проведенные расчеты рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере показали, что выбросы ЗВ от всех источников не создадут на границе СЗЗ приземные концентрации, превышающие 1 ПДК_{мр}. Поэтому область воздействия не выходит за границу предприятия.

РАЗДЕЛ 5. МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Согласно ст. 210 Экологического Кодекса Республики Казахстан от 02.01.2021 г. № 400- VI ЗРК под неблагоприятными метеорологическими условиями для целей настоящего Кодекса понимаются метеорологические условия, способствующие накоплению загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха в концентрациях, представляющих опасность для жизни и (или) здоровья людей.

Неблагоприятные метеоусловия (НМУ) представляют собой краткосрочное особое сочетание метеорологических факторов, обуславливающее ухудшение качества воздуха в приземном слое. К ним можно отнести приподнятые инверсии с расстоянием от земли 0,01-0,1 км, туманы, сочетание неблагоприятных факторов, например, когда при опасной скорости ветра (скорость, при которой возможна максимальная концентрация в точке на местности) ожидается приподнятая инверсия в сочетании с неблагоприятным направлением ветра.

Предотвращению опасного загрязнения воздуха в периоды неблагоприятных метеоусловий способствует своевременное регулирование выбросов или их кратковременное снижение при заблаговременном прогнозировании таких условий.

Одним из важнейших факторов, определяющих формирование уровня загрязнения, является прогноз синоптической ситуации (ветер, осадки, влажность, температура воздуха).

Определение периода действия и режима НМУ находится в ведении органов Казгидромета. В обязанности этих органов входит оповещение предприятия о наступлении завершения периода НМУ и режима НМУ.

На основании этого на период НМУ – при сильных ветрах и туманах предлагаются мероприятия организационного характера по первому режиму работы и мероприятия по второму режиму работы, сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия.

Главное условие: выполнение мероприятий при НМУ не должно приводить к нарушению технологического процесса, следствием которого могут явиться аварийные ситуации.

Меры по уменьшению выброса в периоды НМУ могут проводиться без сокращения производства и без существенных изменений технологического режима – это I режим работы предприятия.

Мероприятия по I режиму носят организационно-технический характер, их можно быстро провести без существенных затрат и снижения производительности предприятия. К ним относятся:

- усиление контроля за процессом сжигания попутного газа на факельных установках,
- контроль работы измерительных приборов и оборудования,
- усиление контроля за герметичностью технологического оборудования.

В случае оповещения предприятия о наступлении НМУ по II режиму предусматриваются следующие мероприятия по кратковременному снижению выбросов:

- выполняются все организационно-технические мероприятия по I режиму НМУ;
- запрещением работы оборудования в форсированном режиме.

При III режиме – предусматривается полное прекращение сжигания газа на факелах.

Согласно п. 9 Приложения 3 «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду (утв. приказом МЭГиПР РК от 10 марта 2021 года № 63) мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (далее - НМУ) разрабатываются при наличии в данном населенном пункте или местности стационарных постов наблюдения.

Кроме того, в настоящее время на проектируемом участке отсутствуют действующие пункты наблюдения за состоянием атмосферного воздуха (справки РГП «Казгидромет»

Приложение 5).

Согласно «Методике по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях» (приложение 40 к приказу Министра охраны окружающей среды от 29 ноября 2010 года № 298) мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ разрабатывают предприятия, имеющие стационарные источники выбросов, расположенные в населенных пунктах, где подразделениями «Казгидромета» проводятся прогнозирование НМУ.

Рассматриваемое предприятие находится вне населенных пунктов, максимальные концентрации вредных веществ на границе СЗЗ 500м месторождения не превышают 1 ПДКм.р. Поэтому предусматривать какие-либо дополнительные мероприятия для НМУ для данного объекта нет необходимости.

РАЗДЕЛ 6. КОНТРОЛЬ СОБЛЮДЕНИЯ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

В соответствии со статьей 282 Экологического Кодекса РК операторы объектов I и II категорий обязаны осуществлять производственный экологический контроль.

Для выполнения требований законодательства в области охраны атмосферного воздуха, в том числе для соблюдения нормативов предельно допустимых выбросов при эксплуатации производственных объектов, предусматривается система контроля источников загрязнения атмосферы.

Контроль за состоянием воздушного бассейна должен обеспечивать:

- ведение систематического наблюдения за выбросами ЗВ;
- сбор данных для составления отчетности по форме № 2-тп (воздух);
- проведение анализа причин, вызывающих превышение нормативов допустимых выбросов.

Производственный мониторинг воздушного бассейна, как элемент производственного экологического контроля, включает в себя следующие направления деятельности:

- наблюдение за параметрами технологических процессов (операционный мониторинг);
- наблюдения за количеством, качеством эмиссий и их изменением (мониторинг эмиссий);
- оценку состояния атмосферного воздуха (мониторинг воздействия).

Мониторинг соблюдения нормативов допустимых выбросов стационарного источника и (или) совокупности стационарных источников осуществляется путем измерений в соответствии с утвержденным перечнем измерений, относящихся к государственному регулированию. При невозможности проведения мониторинга путем измерений допускается применение расчетного метода.

Контроль за соблюдением установленных величин НДВ осуществляется в соответствии с «Руководством по контролю источников загрязнения атмосферы» РНД 211.3.01.06-97 (ОНД-90) и СТ РК 1517-2006 «Охрана природы. Атмосфера. Метод определения и расчета количества выброса загрязняющих веществ».

Мониторинг состояния атмосферного воздуха проводится в соответствии с «Руководством по контролю загрязнения атмосферы» (РД 52.04.186-89), СТ РК 2036- 2010 «Охрана природы. Выбросы. Руководство по контролю загрязнения атмосферы», ГОСТ 17.2.3.01-86 «Охрана природы. Атмосфера. Правила контроля качества воздуха населённых пунктов».

Расположение точек оценки в пределах области воздействия при мониторинге определяется таким образом, чтобы: в них достигались максимальные значения воздействия выбросов, установленные по результатам моделирования приземных концентраций загрязняющих веществ и с учетом соответствующего для каждого загрязняющего вещества периода усреднения (ст.203 ЭК РК).

Производственный мониторинг эмиссий в окружающую среду и мониторинг воздействия осуществляются лабораториями, аккредитованными в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия.

Ответственность за организацию контроля и своевременную отчетность по результатам возлагается на руководителя предприятия.

Результаты контроля заносятся в базу данных, включаются в технические отчеты предприятия, отчеты по производственному мониторингу, отчеты по форме № 2-ТП (воздух) и учитываются при оценке его деятельности.

Операционный мониторинг

Операционный мониторинг (мониторинг производственного процесса) включает в себя наблюдения за параметрами технологических процессов, обеспечивающих работу в штатном режиме, для подтверждения того, что показатели деятельности организации находятся в диапазоне, который считается целесообразным для надлежащей эксплуатации и соблюдения

условий техрегламента данного производства. Эти параметры обычно отслеживаются датчиками давления, температур, влажности, освещения и т.д. Содержание операционного мониторинга определяется природопользователем.

Мониторинг эмиссий

Мониторинг эмиссий загрязняющих веществ в атмосферу на источниках выбросов выполняется для контроля соблюдения установленных нормативов допустимых выбросов (НДВ).

Мониторинг соблюдения нормативов допустимых выбросов стационарного источника и (или) совокупности стационарных источников и их влияния на качество атмосферного воздуха осуществляется в соответствии с требованиями Экологического кодекса РК и условиями, установленными в экологическом разрешении.

Мониторинг эмиссий загрязняющих веществ в атмосферу на источниках выбросов выполняется для контроля соблюдения нормативов допустимых выбросов (НДВ) в атмосферу ЗВ с использованием следующих методов:

- метод прямого измерения концентраций загрязняющих веществ в отходящих газах с помощью автоматических газоанализаторов либо инструментального отбора проб отходящих газов с последующим анализом в стационарной химической лаборатории. Этот метод используется для мониторинга эмиссий на наиболее крупных организованных источниках выбросов (дымовые трубы печей и т.д.);

- расчетный метод с использованием действующих в Республике Казахстан методических документов. Этот метод применяется для мониторинга выбросов факелов, неорганизованных и мелких организованных источников выбросов.

Инструментальный контроль соблюдения НДВ на источнике проводится при технической возможности обустройства пробоотборной точки, изучении и уточнении фактических параметров технологического процесса перед проведением регулярных измерений (СТ РК ГОСТ Р ИСО 10396 -2010).

При проведении контрольных замеров на источниках выбросов также контролируются параметры газовой смеси (температура, скорость), которые, наряду с объемом выбросов, определяют максимальные концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы.

Инструментальный контроль соблюдения НДВ проводится в соответствии с аттестованными методиками.

Методики отбора проб (включая технические средства отбора и транспортировки проб), их анализа и контроля, а также принцип действия и инструктаж по применению приборов контроля за состоянием атмосферного воздуха подробно изложены в РД 52.04.186-«Руководство по контролю загрязнения атмосферы», в соответствии с которым проводится экологический мониторинг атмосферного воздуха.

В таблице 6.1. приведено расчет категории источников, подлежащих контролю.

В таблице 6.2. представлено определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам.

Контроль на источниках выбросов необходимо осуществлять в соответствии с планом-графиком, представленным в таблице 6.3.

План-график контроля на границе СЗЗ приведен в табл. 6.4.

Контроль на контрольных точках, предусмотренных Программой производственного экологического контроля, должен проводиться по РД 52.04.186-89. Режим наблюдения за состоянием атмосферного воздуха рекомендуется принять – один раз в квартал.

Замеры проводятся передвижной лабораторией с использованием газоанализаторов производства России, г.Санкт-Петербург. Это газоанализаторы Р-310, С-100, «Каскад», «ГАНГ-4» со степень чувствительности от 3 мкг/м³, что позволяет определять приземные концентрации оксидов азота, диоксида серы и оксида углерода с достаточной степенью достоверности.

Ответственность за организацию контроля за соблюдением нормативов допустимых выбросов и своевременную отчетность возлагается на руководителя предприятия.

План природоохранных мероприятий предусматривает проведение производственного мониторинга в рамках программы производственного экологического контроля и плана - графика контроля, предлагаемого настоящим проектом.

ТОО «НЕДРА КОМ»

Таблица 6-1

ЭРА v2.5 ТОО "Effect group"

Расчет категории источников, подлежащих контролю

Кызылординская область, ТОО "Недра Ком" м/р Аксай на 2022 год нормируемый

Номер источника	Наименование источника выброса	Высота источника, м	КПД очистн. сооруж. %	Код вещества	ПДКм.р (ОБУВ, 10*ПДКс.с.) мг/м3	Масса выброса (М) с учетом очистки,г/с	М*100	Максимальная приземная концентрация (См) мг/м3	См*100 -----	Категория источника
							ПДК*Н*(100-КПД)		ПДК*(100-КПД)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0001	Труба	20.4		0301	0.2	0.0130806	0.0032	0.0005	0.0024	2
				0328	0.15	0.0087204	0.0028	0.001	0.0065	2
				0337	5	0.087204	0.0009	0.0032	0.0006	2
				0410	*50	0.0021801	0.000002	0.0001	0.000002	2
0002	Выхлопная труба	3		0301	0.2	0.13	0.065	0.2675	1.3374	1
				0304	0.4	0.169	0.0423	0.3477	0.8693	1
				0328	0.15	0.02166	0.0144	0.1337	0.8913	1
				0330	0.5	0.0433	0.0087	0.0891	0.1782	2
				0337	5	0.1083	0.0022	0.2228	0.0446	2
				1301	0.03	0.0052	0.0173	0.0107	0.3566	2
				1325	0.05	0.0052	0.0104	0.0107	0.214	2
				2754	1	0.052	0.0052	0.107	0.107	2
0003	Дыхательный клапан	3		0333	0.008	0.0003876	0.0048	0.0145	1.8119	2
				0415	*50	0.468	0.0009	17.5017	0.35	2
				0416	*30	0.173	0.0006	6.4697	0.2157	2
				0602	0.3	0.00226	0.0008	0.0845	0.2817	2
				0616	0.2	0.00071	0.0004	0.0266	0.1328	2
				0621	0.6	0.00142	0.0002	0.0531	0.0885	2
0004	Дыхательный клапан	3		0333	0.008	0.0003876	0.0048	0.0145	1.8119	2
				0415	*50	0.468	0.0009	17.5017	0.35	2
				0416	*30	0.173	0.0006	6.4697	0.2157	2
				0602	0.3	0.00226	0.0008	0.0845	0.2817	2
				0616	0.2	0.00071	0.0004	0.0266	0.1328	2
				0621	0.6	0.00142	0.0002	0.0531	0.0885	2
0005	Дыхательный клапан	2.5		0333	0.008	0.00000305	0.00004	0.0002	0.0308	2
				2754	1	0.001086	0.0001	0.0876	0.0876	2
0006	Горловина бака	5		0333	0.008	0.003876	0.0485	0.0674	8.4188	1
				0415	*50	4.68	0.0094	81.3211	1.6264	2
				0416	*30	1.73	0.0058	30.061	1.002	2
				0602	0.3	0.0226	0.0075	0.3927	1.309	2
				0616	0.2	0.0071	0.0036	0.1234	0.6169	2

ТОО «НЕДРА КОМ»

0007	Труба	20.4	0621	0.6	0.0142	0.0024	0.2467	0.4112	2
			0301	0.2	0.0130806	0.0032	0.0005	0.0024	2
			0328	0.15	0.0087204	0.0028	0.001	0.0065	2
			0337	5	0.087204	0.0009	0.0032	0.0006	2
			0410	*50	0.0021801	0.000002	0.0001	0.000002	2
0008	Выхлопная труба	3	0301	0.2	0.13	0.065	0.2675	1.3374	1
			0304	0.4	0.169	0.0423	0.3477	0.8693	1
			0328	0.15	0.02166	0.0144	0.1337	0.8913	1
			0330	0.5	0.0433	0.0087	0.0891	0.1782	2
			0337	5	0.1083	0.0022	0.2228	0.0446	2
			1301	0.03	0.0052	0.0173	0.0107	0.3566	2
			1325	0.05	0.0052	0.0104	0.0107	0.214	2
			2754	1	0.052	0.0052	0.107	0.107	2
			0333	0.008	0.0003876	0.0048	0.0145	1.8119	2
			0415	*50	0.468	0.0009	17.5017	0.35	2
0009	Дыхательный клапан	3	0416	*30	0.173	0.0006	6.4697	0.2157	2
			0602	0.3	0.00226	0.0008	0.0845	0.2817	2
			0616	0.2	0.00071	0.0004	0.0266	0.1328	2
			0621	0.6	0.00142	0.0002	0.0531	0.0885	2
			0333	0.008	0.0003876	0.0048	0.0145	1.8119	2
			0415	*50	0.468	0.0009	17.5017	0.35	2
			0416	*30	0.173	0.0006	6.4697	0.2157	2
			0602	0.3	0.00226	0.0008	0.0845	0.2817	2
			0616	0.2	0.00071	0.0004	0.0266	0.1328	2
			0621	0.6	0.00142	0.0002	0.0531	0.0885	2
0010	Дыхательный клапан	3	0333	0.008	0.0003876	0.0048	0.0145	1.8119	2
			0415	*50	0.468	0.0009	17.5017	0.35	2
			0416	*30	0.173	0.0006	6.4697	0.2157	2
0011	Дыхательный клапан	2.5	0602	0.3	0.00226	0.0008	0.0845	0.2817	2
			0616	0.2	0.00071	0.0004	0.0266	0.1328	2
			0621	0.6	0.00142	0.0002	0.0531	0.0885	2
0012	Горловина бака	5	0333	0.008	0.00000305	0.00004	0.0002	0.0308	2
			2754	1	0.001086	0.0001	0.0876	0.0876	2
			0333	0.008	0.003876	0.0485	0.0674	8.4188	1
0013	Труба	20.4	0415	*50	4.68	0.0094	81.3211	1.6264	2
			0416	*30	1.73	0.0058	30.061	1.002	2
			0602	0.3	0.0226	0.0075	0.3927	1.309	2
			0616	0.2	0.0071	0.0036	0.1234	0.6169	2
			0621	0.6	0.0142	0.0024	0.2467	0.4112	2
			0301	0.2	0.0130806	0.0032	0.0005	0.0024	2
0014	Выхлопная труба	3	0328	0.15	0.0087204	0.0028	0.001	0.0065	2
			0337	5	0.087204	0.0009	0.0032	0.0006	2
			0410	*50	0.0021801	0.000002	0.0001	0.000002	2
			0301	0.2	0.13	0.065	0.2675	1.3374	1
			0304	0.4	0.169	0.0423	0.3477	0.8693	1
			0328	0.15	0.02166	0.0144	0.1337	0.8913	1

ТОО «НЕДРА КОМ»

0015	Дыхательный клапан	3	0330	0.5	0.0433	0.0087	0.0891	0.1782	2
			0337	5	0.1083	0.0022	0.2228	0.0446	2
			1301	0.03	0.0052	0.0173	0.0107	0.3566	2
			1325	0.05	0.0052	0.0104	0.0107	0.214	2
			2754	1	0.052	0.0052	0.107	0.107	2
			0333	0.008	0.0003876	0.0048	0.0145	1.8119	2
			0415	*50	0.468	0.0009	17.5017	0.35	2
			0416	*30	0.173	0.0006	6.4697	0.2157	2
			0602	0.3	0.00226	0.0008	0.0845	0.2817	2
			0616	0.2	0.00071	0.0004	0.0266	0.1328	2
0016	Дыхательный клапан	3	0621	0.6	0.00142	0.0002	0.0531	0.0885	2
			0333	0.008	0.0003876	0.0048	0.0145	1.8119	2
			0415	*50	0.468	0.0009	17.5017	0.35	2
			0416	*30	0.173	0.0006	6.4697	0.2157	2
			0602	0.3	0.00226	0.0008	0.0845	0.2817	2
			0616	0.2	0.00071	0.0004	0.0266	0.1328	2
			0621	0.6	0.00142	0.0002	0.0531	0.0885	2
			0333	0.008	0.00000305	0.00004	0.0002	0.0308	2
			2754	1	0.001086	0.0001	0.0876	0.0876	2
			0018	Горловина бака	5	0333	0.008	0.003876	0.0485
0415	*50	4.68				0.0094	81.3211	1.6264	2
0416	*30	1.73				0.0058	30.061	1.002	2
0602	0.3	0.0226				0.0075	0.3927	1.309	2
0616	0.2	0.0071				0.0036	0.1234	0.6169	2
0621	0.6	0.0142				0.0024	0.2467	0.4112	2

Примечания: 1. М и См умножаются на 100/100-КПД только при значении КПД очистки >75%. (ОНД-90,Ич.,п.5.6.3)

2. К 1-й категории относятся источники с См/ПДК>0.5 и М/(ПДК*Н)>0.01. При Н<10м принимают Н=10. (ОНД-90,Ич.,п.5.6.3)

3. В случае отсутствия ПДКм.р. в колонке 6 указывается "*" - для значения ОБУВ, "***" - для 10*ПДКс.с.

4. Способ сортировки: по возрастанию кода ИЗА и кода ЗВ

ОО «НЕДРА КОМ»

Таблица 6-2

ЭРА v2.5 ОО "Effect group"

Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам

Кызылординская область, ОО "Недра Ком" м/р Аксай на 2022 год нормируемый

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м ³	ПДК средне-суточная, мг/м ³	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м ³	Выброс вещества г/с	Средневзвешенная высота, м	М/(ПДК*Н) для Н>10 М/ПДК для Н<10	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		0.507	3.0000	1.2675	Расчет
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		0.0911412	7.9945	0.6076	Расчет
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	5	3		0.586512	10.7612	0.0109	Расчет
0410	Метан (727*)			50	0.0065403	20.4000	0.00006412	-
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)			50	16.848	4.6667	0.337	Расчет
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)			30	6.228	4.6667	0.2076	Расчет
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		0.08136	4.6667	0.2712	Расчет
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.2			0.02556	4.6667	0.1278	Расчет
0621	Метилбензол (349)	0.6			0.05112	4.6667	0.0852	-
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.03	0.01		0.0156	3.0000	0.52	Расчет
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	1			0.159258	2.9898	0.1593	Расчет
Вещества, обладающие эффектом суммарного вредного воздействия								
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		0.4292418	4.5907	2.1462	Расчет
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		0.1299	3.0000	0.2598	Расчет
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			0.01396275	4.6652	1.7453	Расчет
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		0.0156	3.0000	0.312	Расчет
Примечание. 1. Необходимость расчетов концентраций определяется согласно п.58 МРК-2014. Средневзвешенная высота ИЗА определяется по стандартной формуле: $\frac{\sum(H_i * M_i)}{\sum M_i}$, где H_i - фактическая высота ИЗА, M_i - выброс ЗВ, г/с 2. При отсутствии ПДК м.р. берется ОБУВ, при отсутствии ОБУВ - $10 * \text{ПДК с.с.}$								

ТОО «НЕДРА КОМ»

ЭРА v2.5 ТОО "Effect group"

Таблица 6-3

П л а н - г р а ф и к

контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ на источниках выбросов

Кызылординская область, ТОО "Недра Ком" м/р Аксай на 2022 год

№ источника, № контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды НМУ раз/сутк	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
					г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0001	Скважина Аксайский - 1	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт		0.0130806	102.928902	Сторонняя организация	0002
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/кварт		0.0087204	68.6192683	Сторонняя организация	0002
		Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт		0.087204	686.192683	Сторонняя организация	0002
		Метан (727*)	1 раз/кварт		0.0021801	17.1548171	Сторонняя организация	0002
0002	Скважина Аксайский - 1	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт		0.13	909.124723	Сторонняя организация	0002
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/кварт		0.169	1181.86214	Сторонняя организация	0002
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/кварт		0.02166	151.474165	Сторонняя организация	0002
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/кварт		0.0433	302.808465	Сторонняя организация	0002
		Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт		0.1083	757.370827	Сторонняя организация	0002
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	1 раз/кварт		0.0052	36.3649889	Сторонняя организация	0002
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/кварт		0.0052	36.3649889	Сторонняя организация	0002
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт		0.052	363.649889	Сторонняя организация	0002
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/кварт		0.0003876	39.117437	Сторонняя организация	0002
		Смесь углеводородов	1 раз/кварт		0.468	47231.5803	Сторонняя организация	0002
0003	Скважина Аксайский - 1	предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/кварт		0.173	17459.5372	Сторонняя организация	0002
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/кварт		0.00226	228.084127	Сторонняя организация	0002
		Бензол (64)	1 раз/кварт		0.00071	71.6547479	Сторонняя организация	0002
		Диметилбензол (смесь о-, м-,	1 раз/кварт					

ТОО «НЕДРА КОМ»

0004	Скважина Аксайский - 1	п- изомеров) (203)	кварт		0.00142	143.309496	организация	0002	
		Метилбензол (349)	1 раз/кварт		0.0003876	39.117437	Сторонняя организация	0002	
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/кварт		0.468	47231.5803	Сторонняя организация	0002	
		Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	1 раз/кварт		0.173	17459.5372	Сторонняя организация	0002	
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	1 раз/кварт		0.00226	228.084127	Сторонняя организация	0002	
		Бензол (64)	кварт		0.00071	71.6547479	Сторонняя организация	0002	
0005	Скважина Аксайский - 1	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	кварт		0.00142	143.309496	организация	0002	
		Метилбензол (349)	1 раз/кварт		0.00000305	1.02604216	Сторонняя организация	0002	
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/кварт		0.001086	365.338292	Сторонняя организация	0002	
		Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт		0.003876	173.83789	Сторонняя организация	0002	
0006	Скважина Аксайский - 1	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	кварт		0.003876	173.83789	организация	0002	
		Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	1 раз/кварт		4.68	209897.143	Сторонняя организация	0002	
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	1 раз/кварт		1.73	77590.1832	Сторонняя организация	0002	
		Бензол (64)	кварт		0.0226	1013.60586	Сторонняя организация	0002	
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1 раз/кварт		0.0071	318.4337	Сторонняя организация	0002	
		Метилбензол (349)	кварт		0.0142	636.867399	Сторонняя организация	0002	
0007	Скважина Аксайский - 10	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт		0.0130806	102.928902	Сторонняя организация	0002	
0008	Скважина Аксайский - 10	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	кварт		0.0087204	68.6192683	организация	0002	
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/кварт		0.087204	686.192683	Сторонняя организация	0002	
		Метан (727*)	1 раз/кварт		0.0021801	17.1548171	Сторонняя организация	0002	
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/кварт		0.13	909.124723	Сторонняя организация	0002	
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/кварт		0.169	1181.86214	Сторонняя организация	0002	
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/кварт		0.02166	151.474165	Сторонняя организация	0002	
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/кварт		0.0433	302.808465	Сторонняя организация	0002	
		Углерод оксид (Окись углерода)	1 раз/кварт		0.1083	757.370827	Сторонняя организация	0002	

ТОО «НЕДРА КОМ»

0009	Скважина Аксайский - 10	углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт	0.0052	36.3649889	Сторонняя организация	0002
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	1 раз/ кварт	0.0052	36.3649889	Сторонняя организация	0002
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/ кварт	0.052	363.649889	Сторонняя организация	0002
		Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0.0003876	39.117437	Сторонняя организация	0002
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт	0.468	47231.5803	Сторонняя организация	0002
		Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	1 раз/ кварт	0.173	17459.5372	Сторонняя организация	0002
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	1 раз/ кварт	0.00226	228.084127	Сторонняя организация	0002
0010	Скважина Аксайский - 10	Бензол (64)	1 раз/ кварт	0.00071	71.6547479	Сторонняя организация	0002
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1 раз/ кварт	0.00142	143.309496	Сторонняя организация	0002
		Метилбензол (349)	1 раз/ кварт	0.0003876	39.117437	Сторонняя организация	0002
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт				
0011	Скважина Аксайский - 10	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	1 раз/ кварт	0.468	47231.5803	Сторонняя организация	0002
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	1 раз/ кварт	0.173	17459.5372	Сторонняя организация	0002
		Бензол (64)	1 раз/ кварт	0.00226	228.084127	Сторонняя организация	0002
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1 раз/ кварт	0.00071	71.6547479	Сторонняя организация	0002
		Метилбензол (349)	1 раз/ кварт	0.00142	143.309496	Сторонняя организация	0002
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт	0.00000305	1.02604216	Сторонняя организация	0002
		Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0.001086	365.338292	Сторонняя организация	0002
0012	Скважина Аксайский - 10	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт	0.003876	173.83789	Сторонняя организация	0002
		Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	1 раз/ кварт	4.68	209897.143	Сторонняя организация	0002
		Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	1 раз/ кварт	1.73	77590.1832	Сторонняя организация	0002
		Бензол (64)	1 раз/ кварт	0.0226	1013.60586	Сторонняя организация	0002
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1 раз/ кварт	0.0071	318.4337	Сторонняя организация	0002
		Метилбензол (349)	1 раз/ кварт	0.0142	636.867399	Сторонняя организация	0002
		Азота (IV) диоксид (Азота	1 раз/ кварт	0.0130806	102.928902	Сторонняя организация	0002
0013	Скважина Аксайский -						

ТОО «НЕДРА КОМ»

0014	11 Скважина Аксайский - 11	диоксид (4)	кварт		0.0087204	68.6192683	организация	0002
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/ кварт				Сторонняя	
		Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт		0.087204	686.192683	организация	0002
		Метан (727*)	1 раз/ кварт		0.0021801	17.1548171	Сторонняя	0002
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/ кварт		0.13	909.124723	организация	0002
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/ кварт		0.169	1181.86214	Сторонняя	организация 0002
0015	Скважина Аксайский - 11	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	кварт		0.02166	151.474165	организация	0002
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/ кварт		0.0433	302.808465	Сторонняя	организация 0002
		Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/ кварт		0.1083	757.370827	Сторонняя	организация 0002
		Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	1 раз/ кварт		0.0052	36.3649889	Сторонняя	организация 0002
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/ кварт		0.0052	36.3649889	Сторонняя	организация 0002
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт		0.052	363.649889	Сторонняя	организация 0002
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт		0.0003876	39.117437	Сторонняя	организация 0002
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт		0.468	47231.5803	Сторонняя	организация 0002
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ кварт		0.173	17459.5372	Сторонняя	организация 0002
		Бензол (64)	1 раз/ кварт		0.00226	228.084127	Сторонняя	организация 0002
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1 раз/ кварт		0.00071	71.6547479	Сторонняя	организация 0002
		Метилбензол (349)	1 раз/ кварт		0.00142	143.309496	Сторонняя	организация 0002
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт		0.0003876	39.117437	Сторонняя	организация 0002
0016	Скважина Аксайский - 11	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт		0.468	47231.5803	Сторонняя	организация 0002
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ кварт		0.173	17459.5372	Сторонняя	организация 0002
		Бензол (64)	1 раз/ кварт		0.00226	228.084127	Сторонняя	организация 0002
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1 раз/ кварт		0.00071	71.6547479	Сторонняя	организация 0002
		Метилбензол (349)	1 раз/ кварт		0.00142	143.309496	Сторонняя	организация 0002
		Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт		0.0003876	39.117437	Сторонняя	организация 0002
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт		0.468	47231.5803	Сторонняя	организация 0002
0017	Скважина Аксайский -	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ кварт		0.173	17459.5372	Сторонняя	организация 0002
		Бензол (64)	1 раз/ кварт		0.00226	228.084127	Сторонняя	организация 0002
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1 раз/ кварт		0.00071	71.6547479	Сторонняя	организация 0002
		Метилбензол (349)	1 раз/ кварт		0.00142	143.309496	Сторонняя	организация 0002
		Сероводород (Дигидросульфид)	кварт		0.0000305	1.02604216	Сторонняя	организация 0002

ТОО «НЕДРА КОМ»

0018	11	(518) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/ кварт	0.001086	365.338292	Сторонняя организация	0002
	Скважина Аксайский - 11	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	1 раз/ кварт	0.003876	173.83789	Сторонняя организация	0002
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт	4.68	209897.143	Сторонняя организация	0002
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/ кварт	1.73	77590.1832	Сторонняя организация	0002
		Бензол (64)	1 раз/ кварт	0.0226	1013.60586	Сторонняя организация	0002
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1 раз/ кварт	0.0071	318.4337	Сторонняя организация	0002
		Метилбензол (349)	1 раз/ кварт	0.0142	636.867399	Сторонняя организация	0002
6001	Скважина Аксайский - 1	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт	-	-	Сторонняя организация	0001
6002	Скважина Аксайский - 1	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт	-	-	Сторонняя организация	0001
6003	Скважина Аксайский - 10	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт	-	-	Сторонняя организация	0001
6004	Скважина Аксайский - 10	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт	-	-	Сторонняя организация	0001
6005	Скважина Аксайский - 11	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт	-	-	Сторонняя организация	0001
6006	Скважина Аксайский - 11	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/ кварт	-	-	Сторонняя организация	0001
ПРИМЕЧАНИЕ:							
0001 - Расчетным методом по той методике, согласно которой эти выбросы были определены, с контролем основных параметров, входящих в расчетные формулы.							
0002 - Инструментальным методом, согласно Перечню методик, действующему на момент проведения мероприятий по контролю.							

План-график контроля загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе СЗЗ

№ контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив ПДК м.р., мг/м3	Кем осуществляется контроль	Наличие превышения ПДК, кратность
1	2	3	4	5	6
Станция № 1*	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	1 раз/кв	5,0	Аккредитованной лабораторией	
	Азот (II) оксид (Азота оксид)	1 раз/кв	0,15	Аккредитованной лабораторией	
	Углерод черный (Сажа)	1 раз/кв	0,4	Аккредитованной лабораторией	
	Сера диоксид	1 раз/кв	0,2	Аккредитованной лабораторией	
	Углерод оксид	1 раз/кв	0,5	Аккредитованной лабораторией	
	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв	30,0 ОБУВ	Аккредитованной лабораторией	
Станция № 2	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв	50,0 ОБУВ	Аккредитованной лабораторией	
	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	1 раз/кв	5,0	Аккредитованной лабораторией	
	Азот (II) оксид (Азота оксид)	1 раз/кв	0,15	Аккредитованной лабораторией	
	Углерод черный (Сажа)	1 раз/кв	0,4	Аккредитованной лабораторией	
	Сера диоксид	1 раз/кв	0,2	Аккредитованной лабораторией	
	Углерод оксид	1 раз/кв	0,5	Аккредитованной лабораторией	
Станция № 3	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв	30,0 ОБУВ	Аккредитованной лабораторией	
	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв	50,0 ОБУВ	Аккредитованной лабораторией	
	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	1 раз/кв	5,0	Аккредитованной лабораторией	
	Азот (II) оксид (Азота оксид)	1 раз/кв	0,15	Аккредитованной лабораторией	
	Углерод черный (Сажа)	1 раз/кв	0,4	Аккредитованной лабораторией	
	Сера диоксид	1 раз/кв	0,2	Аккредитованной лабораторией	
Станция № 4	Углерод оксид	1 раз/кв	0,5	Аккредитованной лабораторией	
	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв	30,0 ОБУВ	Аккредитованной лабораторией	
	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв	50,0 ОБУВ	Аккредитованной лабораторией	
	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	1 раз/кв	5,0	Аккредитованной лабораторией	
	Азот (II) оксид (Азота оксид)	1 раз/кв	0,15	Аккредитованной лабораторией	
	Углерод черный (Сажа)	1 раз/кв	0,4	Аккредитованной лабораторией	
	Сера диоксид	1 раз/кв	0,2	Аккредитованной лабораторией	
	Углерод оксид	1 раз/кв	0,5	Аккредитованной лабораторией	
	Углеводороды предельные С1-С5	1 раз/кв	30,0 ОБУВ	Аккредитованной лабораторией	
	Углеводороды предельные С6-С10	1 раз/кв	50,0 ОБУВ	Аккредитованной лабораторией	

РАЗДЕЛ 7. СВЕДЕНИЯ ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНОЛОГИИ

Наилучшие доступные технологии – используемые и планируемые отраслевые технологии, техника и оборудование, обеспечивающие организационные и управленческие меры, направленные на снижение уровня негативного воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду до обеспечения целевых показателей качества окружающей среды.

Под наилучшими доступными технологиями понимаются технологии и организационные мероприятия, которые позволяют свести к минимуму воздействие на окружающую среду, в целом, и осуществление которых не требует затрат.

Понятие технология – включает в себя как саму используемую технологию, так и ее разработку, строительство, введение в эксплуатацию, работу и вывод из эксплуатации.

Технологии являются доступными, если они разработаны в масштабе, необходимом для реализации в соответствующих промышленных секторах, с экономическими приемлемыми условиями, на основе выгод и затрат, приемлемого для предприятия.

Технология являются наилучшими, если они наиболее эффективны в достижении высокого общего уровня охраны окружающей среды, в целом осуществлялась с учетом мероприятий по обеспечению безопасности производства на охране окружающей среды.

Все технологические процессы добычи нефти и газа автоматизированы, все параметры, связанные с работой оборудования, контролируются в автоматическом режиме.

В резервуарах с плавающей крышей используются высокоэффективные уплотнители.

На шлангах используются самоуплотняющиеся соединительные муфты.

Установлены приборы для предупреждения переполнения емкостей и аварийные датчики уровня, работающие независимо от измерительной системы резервуаров.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Экологический Кодекс Республики Казахстан № 400-VI от 02.01.2021 г.;
2. Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду (утв. Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10 марта 2021 года № 63);
3. ГОСТ 17.2.3.02-2014. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями;
4. ГОСТ 17.2.3.02-78. Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями;
5. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденные приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года №237;
6. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г;
7. Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г. п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах;
8. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005;
9. СТ РК 1517-2006 «Охрана природы. Атмосфера. Метод определения и расчета количества выброса загрязняющих веществ»;
10. Методика по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (приложение 40 к приказу Министра охраны окружающей среды от 29 ноября 2010 года № 298);
11. РНД 211.3.01.06-97 (ОНД-90 ч.1,2). Руководство по контролю источников загрязнения атмосферы;
12. Перечень и коды веществ, загрязняющих атмосферный воздух. С.-П., 2005.
13. РНД 211.2.02.02-97 «Рекомендации по оформлению и содержанию проекта нормативов предельно допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для предприятий», Алматы, 1997;
14. "Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г. п.5.1.1. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в трубчатых печах;
15. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005;
16. "Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей". Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008г.
17. ГОСТ 17.2.1.01-76. ГОСТ 17.2.1.03-84. «Методики ОНД-90».
18. РНД 211.2.02.09-2004. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров. Астана, 2005, 57 с.
19. Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях. РД.52.04.52-85, Л., Гидрометеиздат, 1987, 52с.
20. РД 52.04.186-89. Руководство по контролю загрязнения атмосферы. М., 1991.
21. Налоговый кодекс Республики Казахстан.

Приложения



ЭРА v2.5 ТОО "Effect group"

1. Источники выделения вредных (загрязняющих) веществ
 на 2022 год

Кызылординская область, ТОО "Недра Ком" м/р Аксай на 2022 год

Наименование производства номер цеха, участка и т.д.	Номер источ- ника загряз- нения атм-ры	Номер источ- ника выде- ления	Наименование источника выделения загрязняющих веществ	Наименование выпускаемой продукции	Время работы источника выделения, час		Наименование загрязняющего вещества	Код ЗВ (ПДК или ОБУВ)	Количество загрязняющего вещества, отходящего от источника выделен, т/год
					в сутки	за год			
А	1	2	3	4	5	6	7	8	9
(001) Скважина Аксайский -1	0001	0001 01	Факел (Аксайский-1)	сжигание газа	24	8760	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*)	0301 (0.2) 0328 (0.15) 0337 (5)	0.412509802 0.275006534 2.750065344
	0002	0002 01	Дизельная электростанция	выработка электроэнерг ии	24	8760	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0410 (* 50) 0301 (0.2) 0304 (0.4)	0.068751634 4.1 5.33

ТОО «НЕДРА КОМ»

							Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0328 (0.15)	0.683
							Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0330 (0.5)	1.366
							Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0337 (5)	3.415
							Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	1301 (0.03)	0.164
							Формальдегид (Метаналь) (609)	1325 (0.05)	0.164
							Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	2754 (1)	1.64
	0003	0003 01	Накопительная емкость 50 м3	хранение	24	8760	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0333 (0.008)	0.0001872
							Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0415 (*50)	0.226
							Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0416 (*30)	0.0836
							Бензол (64)	0602 (0.3)	0.001092
							Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0616 (0.2)	0.000343
							Метилбензол (349)	0621 (0.6)	0.000686
	0004	0004 01	Накопительная емкость 50 м3	хранение	24	8760	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0333 (0.008)	0.0001872
							Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0415 (*50)	0.226
							Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0416 (*30)	0.0836
							Бензол (64)	0602 (0.3)	0.001092
							Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0616 (0.2)	0.000343
							Метилбензол (349)	0621 (0.6)	0.000686
	0005	0005 01	Емкость для дизельного топлива	хранение	24	8760	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0333 (0.008)	0.000002296
							Алканы C12-19 /в пересчете	2754 (1)	0.000818

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для Юго-Западного поднятия месторождения Аксай ТОО «НЕДРА КОМ»
НА 2022 ГОД

ТОО «НЕДРА КОМ»

(002) Скважина Аксайский -10	0006	0006 01	Наливная эстакада	налив	24	8760	на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) Сероводород (Дигидросульфид) (518) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	1) 0333 (0.008) 0415 (*50) 0416 (*30) 0602 (0.3) 0616 (0.2) 0621 (0.6)	0.002274 2.746 1.016 0.01327 0.00417 0.00834
	0007	0007 01	Факел (Аксайский -10)	сжигание газа	24	5880	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*)	0301 (0.2) 0328 (0.15) 0337 (5) 0410 (*50)	0.276890141 0.184593427 1.845934272 0.046148357
	0008	0008 01	Дизельная электростанция	выработка электроэнергии	24	5880	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0301 (0.2) 0304 (0.4) 0328 (0.15) 0330 (0.5) 0337 (5)	2.75 3.576 0.458 0.917 2.29
							углерода, Угарный газ) (584) Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474) Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в	5) 1301 (0.03) 1325 (0.05) 2754 (1)	0.11 0.11 1.1

ТОО «НЕДРА КОМ»

	0009	0009 01	Накопительная емкость 50 м3	хранение	24	5880	пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) Сероводород (Дигидросульфид) (518) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	0333 (0.008) 0415 (* 50) 0416 (* 30) 0602 (0.3) 0616 (0.2) 0621 (0.6)	0.0001506 0.182 0.0673 0.000879 0.000276 0.000552
	0010	0010 01	Накопительная емкость 50 м3	хранение	24	5880	Сероводород (Дигидросульфид) (518) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	0333 (0.008) 0415 (* 50) 0416 (* 30) 0602 (0.3) 0616 (0.2) 0621 (0.6)	0.0001506 0.182 0.0673 0.000879 0.000276 0.000552
	0011	0011 01	Емкость для дизельного топлива	хранение	24	5880	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0333 (0.008)	0.000002262
	0012	0012 01	Наливная эстакада	налив	24	5880	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) Сероводород (Дигидросульфид) (518) Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*) Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	2754 (1) 0333 (0.008) 0415 (* 50) 0416 (* 30) 0602 (0.3) 0616 (0.2) 0621 (0.6)	0.000806 0.001526 1.843 0.682 0.0089 0.0028 0.0056

ТОО «НЕДРА КОМ»

(003) Скважина Аксайский -11	0013	0013 01	Факел (Аксайский - 11)	сжигание газа	24	7128	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Метан (727*)	0.6) 0301 (0.2) 0328 (0.15) 0337 (5) 0410 (*50)	0.33565866 0.22377244 2.237724403 0.05594311
	0014	0014 01	Дизельная электростанция	выработка электроэнергии	24	7128	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0301 (0.2) 0304 (0.4) 0328 (0.15) 0330 (0.5) 0337 (5)	3.335 4.335 0.556 1.112 2.78
	0015	0015 01	Накопительная емкость 50 м3	хранение	24	7128	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474) Формальдегид (Метаналь) (609) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) Сероводород (584) Дигидросульфид) (518) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	1301 (0.03) 1325 (0.05) 2754 (1) 0333 (0.008) 0415 (*50) 0416 (*30) 0602 (0.3) 0616 (0.2) 0621 (0.6)	0.1334 0.1334 1.334 0.0001698 0.205 0.0758 0.00099 0.000311 0.000623
	0016	0016 01	Накопительная	хранение	24	7128	Сероводород (0333 (0.0001698

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для Юго-Западного поднятия месторождения Аксай ТОО «НЕДРА КОМ»
НА 2022 ГОД

ТОО «НЕДРА КОМ»

			емкость 50 м3				Дигидросульфид (518) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	0.008) 0415 (* 50) 0416 (* 30) 0602 (0.3) 0616 (0.2) 0621 (0.6)	0.205 0.0758 0.00099 0.000311 0.000623
0017	0017 01	Емкость для дизельного топлива	хранение	24	7128	Сероводород (Дигидросульфид) (518) Алканы C12-19 /в пересчете	0333 (0.008) 2754 (1)	0.00000228 0.000812	
0018	0018 01	Наливная эстакада	налив	24	7128	на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) Сероводород (Дигидросульфид) (518) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) Бензол (64) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) Метилбензол (349)	0333 (0.008) 0415 (* 50) 0416 (* 30) 0602 (0.3) 0616 (0.2) 0621 (0.6)	0.00185 2.235 0.827 0.0108 0.00339 0.00678	
Примечание: В случае отсутствия ПДКм.р. в колонке 8 указывается "*" - для значения ОБУВ, "***" - для ПДКс.с.									

ТОО «НЕДРА КОМ»

ЭРА v2.5 ТОО "Effect group"

2. Характеристика источников загрязнения атмосферного воздуха на 2022 год

Кызылординская область, ТОО "Недра Ком" м/р Аксай на 2022 год

№ ИЗА	Параметры источн. загрязнен.		Параметры газозвушной смеси на выходе источника загрязнения			Код ЗВ (ЦДК, ОБУВ)	Наименование ЗВ	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу	
	Высота м	Диаметр, разм. сечен устья, м	Скорость м/с	Объемный расход, м3/с	Температура, С			Максимальное, г/с	Суммарное, т/год
1	2	3	4	5	6	7	7а	8	9
							Производство:001 - Сквжина Аксайский -1		
0001	20.4	0.94	2.42	1.6820221	3340.3	0301 (0.2)	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0130806	0.412509802
						0328 (0.15)	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0087204	0.275006534
						0337 (5)	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.087204	2.750065344
						0410 (*50)	Метан (727*)	0.0021801	0.068751634
0002	3	0.15	21.43	0.3787002	450	0301 (0.2)	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.13	4.1
						0304 (0.4)	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.169	5.33
						0328 (0.15)	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02166	0.683
						0330 (0.5)	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0433	1.366
						0337 (5)	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1083	3.415
						1301 (0.03)	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0052	0.164
						1325 (0.05)	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0052	0.164
						2754 (1)	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды)	0.052	1.64
							предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для Юго-Западного поднятия месторождения Аксай ТОО «НЕДРА КОМ»
НА 2022 ГОД

ТОО «НЕДРА КОМ»

0003	3	0.05	5.66	0.01111	33.1	0333 (0.008)	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0003876	0.0001872
						0415 (*50)	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.468	0.226
						0416 (*30)	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.173	0.0836
						0602 (0.3)	Бензол (64)	0.00226	0.001092
						0616 (0.2)	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00071	0.000343
						0621 (0.6)	Метилбензол (349)	0.00142	0.000686
0004	3	0.05	5.66	0.01111	33.1	0333 (0.008)	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0003876	0.0001872
						0415 (*50)	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.468	0.226
						0416 (*30)	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.173	0.0836
						0602 (0.3)	Бензол (64)	0.00226	0.001092
						0616 (0.2)	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00071	0.000343
						0621 (0.6)	Метилбензол (349)	0.00142	0.000686
0005	2.5	0.05	1.7	0.003333	33.1	0333 (0.008)	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000305	0.000002296
						2754 (1)	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001086	0.000818
0006	5	0.3	0.35	0.025	33.1	0333 (0.008)	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.003876	0.002274
						0415 (*50)	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	4.68	2.746
						0416 (*30)	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	1.73	1.016
						0602 (0.3)	Бензол (64)	0.0226	0.01327
						0616 (0.2)	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0071	0.00417
						0621 (0.6)	Метилбензол (349)	0.0142	0.00834
						Производство:002 - Скважина Аксайский -10			
0007	20.4	0.94	2.42	1.6820221	3340.3	0301 (0.2)	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0130806	0.276890141
						0328 (0.15)	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0087204	0.184593427

ТОО «НЕДРА КОМ»

0008	3	0.15	21.43	0.3787002	450	0337 (5)	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.087204	1.845934272
						0410 (*50)	Метан (727*)	0.0021801	0.046148357
						0301 (0.2)	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.13	2.75
						0304 (0.4)	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.169	3.576
						0328 (0.15)	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02166	0.458
						0330 (0.5)	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0433	0.917
						0337 (5)	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.1083	2.29
						1301 (0.03)	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0052	0.11
						1325 (0.05)	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0052	0.11
						2754 (1)	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.052	1.1
0009	3	0.05	5.66	0.01111	33.1	0333 (0.008)	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0003876	0.0001506
						0415 (*50)	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.468	0.182
0010	3	0.05	5.66	0.01111	33.1	0416 (*30)	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.173	0.0673
						0602 (0.3)	Бензол (64)	0.00226	0.000879
						0616 (0.2)	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00071	0.000276
						0621 (0.6)	Метилбензол (349)	0.00142	0.000552
						0333 (0.008)	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0003876	0.0001506
						0415 (*50)	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.468	0.182
						0416 (*30)	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.173	0.0673
						0602 (0.3)	Бензол (64)	0.00226	0.000879
						0616 (0.2)	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00071	0.000276
						0621 (0.6)	Метилбензол (349)	0.00142	0.000552
0011	2.5	0.05	1.7	0.003333	33.1	0333 (0.008)	Сероводород (Дигидросульфид)	0.00000305	0.000002262

ТОО «НЕДРА КОМ»

0012	5	0.3	0.35	0.025	33.1	2754 (1)	(518) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001086	0.000806
						0333 (0.008)	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.003876	0.001526
						0415 (*50)	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	4.68	1.843
						0416 (*30)	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1.73	0.682
						0602 (0.3)	Бензол (64)	0.0226	0.0089
						0616 (0.2)	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0071	0.0028
						0621 (0.6)	Метилбензол (349)	0.0142	0.0056
						Производство:003 - Скважина Аксайский -11			
0013	20.4	0.94	2.42	1.6820221	3340.3	0301 (0.2)	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0130806	0.33565866
0014	3	0.15	21.43	0.3787002	450	0328 (0.15)	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0087204	0.22377244
						0337 (5)	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.087204	2.237724403
						0410 (*50)	Метан (727*)	0.0021801	0.05594311
						0301 (0.2)	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.13	3.335
						0304 (0.4)	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.169	4.335
						0328 (0.15)	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02166	0.556
						0330 (0.5)	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0433	1.112
						0337 (5)	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1083	2.78
						1301 (0.03)	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0052	0.1334
						1325 (0.05)	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0052	0.1334
2754 (1)	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в	0.052	1.334						

ТОО «НЕДРА КОМ»

0015	3	0.05	5.66	0.01111	33.1	0333 (0.008)	пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0003876	0.0001698
						0415 (*50)	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.468	0.205
						0416 (*30)	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.173	0.0758
						0602 (0.3)	Бензол (64)	0.00226	0.00099
						0616 (0.2)	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00071	0.000311
						0621 (0.6)	Метилбензол (349)	0.00142	0.000623
0016	3	0.05	5.66	0.01111	33.1	0333 (0.008)	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0003876	0.0001698
						0415 (*50)	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0.468	0.205
						0416 (*30)	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0.173	0.0758
						0602 (0.3)	Бензол (64)	0.00226	0.00099
						0616 (0.2)	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.00071	0.000311
						0621 (0.6)	Метилбензол (349)	0.00142	0.000623
0017	2.5	0.05	1.7	0.003333	33.1	0333 (0.008)	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000305	0.00000228
						2754 (1)	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.001086	0.000812
0018	5	0.3	0.35	0.025	33.1	0333 (0.008)	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.003876	0.00185
						0415 (*50)	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	4.68	2.235
						0416 (*30)	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	1.73	0.827
						0602 (0.3)	Бензол (64)	0.0226	0.0108
						0616 (0.2)	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0071	0.00339
						0621 (0.6)	Метилбензол (349)	0.0142	0.00678
Примечание: В случае отсутствия ПДКм.р. в колонке 7 указывается "*" - для значения ОБУВ, "***" - для ПДКс.с.									

ЭРА v2.5 ТОО "Effect group"

3. Показатели работы пылегазоочистного оборудования (ПГО)

на 2022 год

Кызылординская область, ТОО "Недра Ком" м/р Аксай на 2022 год

Номер источника выделения	Наименование и тип пылегазоулавливающего оборудования	КПД аппаратов, %		Код загрязняющего вещества по котор.происходит очистка	Коэффициент обеспеченности К(1),%
		проектный	фактический		
1	2	3	4	5	6
Пылегазоочистное оборудование отсутствует!					

ТОО «НЕДРА КОМ»

ЭРА v2.5 ТОО "Effect group"

4. Суммарные выбросы вредных (загрязняющих) веществ в атмосферу, их очистка и утилизация в целом по предприятию, т/год на 2022 год

Кызылординская область, ТОО "Недра Ком" м/р Аксай на 2022 год

Код загрязняющего вещества	Наименование загрязняющего вещества	Количество загрязняющих веществ отходящих от источников выделения	В том числе		Из поступивших на очистку			Всего выброшено в атмосферу
			выбрасывается без очистки	поступает на очистку	выброшено в атмосферу	уловлено и обезврежено		
						фактически	из них утилизировано	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
В С Е Г О :		61.717860162	61.71786016					61.71786016
в том числе:								
Т в е р д ы е		2.380372401	2.380372401					2.380372401
0328	из них: Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	2.380372401	2.380372401					2.380372401
Газообразные, жидкие		59.337487761	59.33748776					59.33748776
из них:								
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	11.210058603	11.2100586					11.2100586
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	13.241	13.241					13.241
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3.395	3.395					3.395
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.006672038	0.006672038					0.006672038
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	15.318724019	15.31872402					15.31872402
0410	Метан (727*)	0.170843101	0.170843101					0.170843101
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	8.05	8.05					8.05
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	2.9784	2.9784					2.9784
0602	Бензол (64)	0.038892	0.038892					0.038892
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-	0.01222	0.01222					0.01222

РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ

на 2022 год

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0001, Факел (Аксайский -1)

Список литературы:

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

Площадка: ТОО "Недра Ком" м/р Аксай на 2022 год

Цех: Скважина Аксайский -1

Источник: 0001

Наименование: Факел (Аксайский - 1)

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH4)	6.02	2.33680159	16.043	0.7162
Этан(C2H6)	3.83	2.78658289	30.07	1.3424
Пропан(C3H8)	19.38	20.6777167	44.097	1.9686
Бутан(C4H10)	28.31	39.8139373	58.124	2.5948
Пентан(C5H12)	18.78	32.7851901	72.151	3.2210268
Азот(N2)	2.36	1.59977128	28.016	1.2507

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **41.329508**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **0.78**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 0.858433$$

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):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (0.858433 * (1830.6 + 273) / 41.329508)^{0.5} = 604.819465$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.00559**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.00559 / (3.141592654 * 0.363^2) = 0.054014291$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.00559 * 0.78 = 4.3602$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000089306 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_m$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \frac{N}{\sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o)} / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \frac{N}{\sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o)} / ((100 - 21.32) * 41.329508) = 102.9434204$$

102.9434204

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: **21.32**;

Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, диоксида азота, сажи M_i , г/с: (1)

$$M_i = \nu B_i * G$$

где $УВ_i$ - удельные выбросы вредных веществ, г/г;

Код	Примесь	УВ г/г	М г/с
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.02	0.0872040
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.003	0.0130806
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0021801
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.0087204

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO_2} , г/с (6):

$$M_{CO_2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO_2]_M) - M_{CO} - M_{CH_4} - M_C = 0.01 * 4.3602000 * (3.67 * 0.9984000 * 102.9434204 + 0.0000000) - 0.0872040 - 0.0021801 - 0.0087204 = 16.34847698$$

где $[CO_2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH_4} - мощность выброса метана, г/с;

M_C - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH_4]_o + 152 * [C_2H_6]_o + 218 * [C_3H_8]_o + 283 * [C_4H_{10}]_o + 349 * [C_5H_{12}]_o + 56 * [H_2S]_o = 85.5 * 6.02 + 152 * 3.83 + 218 * 19.38 + 283 * 28.31 + 349 * 18.78 + 56 * 0 = 19887.66$$

где $[CH_4]_o$ - содержание метана, %;

$[C_2H_6]_o$ - содержание этана, %;

$[C_3H_8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C_4H_{10}]_o$ - содержание бутана, %;

$[C_5H_{12}]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (41.329508)^{0.5} = 0.308582544$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_o$, %:

$$[O_2]_o = \frac{\sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o)}{\sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o)} = 0$$

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):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o) + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 0) = 21.73416$$

$$[C_xH_y]_o - 0 = 21.73416$$

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):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 21.73416 = 22.73416$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): 0.4

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 1830.6 + (19887.66 * (1-0.308582544) * 0.9984) / (22.73416 * 0.4) = 3340.296664$$

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):

$$T_z = T_o + (Q_{нз} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 1830.6 + (19887.66 * (1-0.308582544) * 0.9984) / (22.73416 * 0.4) = 3340.296664$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_I , м³/с (14):

$$V_I = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.00559 * 22.73416 * (273 + 3340.296664) / 273 = 1.682022082$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.363 = 5.445$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фн} + h_e = 5.445 + 15 = 20.445$$

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 $D_ф$, м (29):

$$D_ф = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 5.445 + 0.49 * 0.363 = 0.94017$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_ф^2 = 1.27 * 1.682022082 / 0.94017^2 = 2.416699409$$

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: **8760**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный)	0.087204	2.750065344
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0130806	0.412509802
0410	Метан (727*)	0.0021801	0.068751634
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0087204	0.275006534

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0002, Дизельная электростанция

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 15.594$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 136.6$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.594 \cdot 30 / 3600 = 0.13$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 136.6 \cdot 30 / 10^3 = 4.1$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.594 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0052$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 136.6 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.164$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.594 \cdot 39 / 3600 = 0.169$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 136.6 \cdot 39 / 10^3 = 5.33$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.594 \cdot 10 / 3600 = 0.0433$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 136.6 \cdot 10 / 10^3 = 1.366$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.594 \cdot 25 / 3600 = 0.1083$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 136.6 \cdot 25 / 10^3 = 3.415$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.594 \cdot 12 / 3600 = 0.052$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 136.6 \cdot 12 / 10^3 = 1.64$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.594 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0052$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 136.6 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.164$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.594 \cdot 5 / 3600 = 0.02166$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 136.6 \cdot 5 / 10^3 = 0.683$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1300000	4.1000000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.1690000	5.3300000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0216600	0.6830000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0433000	1.3660000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1083000	3.4150000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0052000	0.1640000
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0052000	0.1640000
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0520000	1.6400000

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источники загрязнения N 0003, Накопительная емкость 50 м3

Список литературы:

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

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 30$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.74$

$KTMIN = 0.74$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 39$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.9$

$KTMAX = 0.9$

Режим эксплуатации, $NAME_ =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, $NAME_ =$ **Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 0$

Категория веществ, $NAME_ =$ **А, Б, В**

Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение $Kpmax$ (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Производительность закачки, м3/час, $QZ = 1.4$

Производительность откачки, м3/час, $QOT = 1.4$

Коэффициент, $KPMAH = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 50$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 3058.5$

Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.81$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 3058.5 / (0.81 \cdot 50) = 75.5$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.556$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, $V_{C_{MAX}} = 40$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 136$

, $P = 136$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 60$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 60 + 45 = 81$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot V / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 136 \cdot 81 \cdot (0.9 \cdot 1 + 0.74) \cdot 0.1 \cdot 1.556 \cdot 3058.5 / (10^7 \cdot 0.81) = 0.312$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot V_{C_{MAX}}) / 10^4 = (0.163 \cdot 136 \cdot 81 \cdot 0.9 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 40) / 10^4 = 0.646$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.312 / 100 = 0.226$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.646 / 100 = 0.468$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.312 / 100 = 0.0836$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.646 / 100 = 0.173$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.312 / 100 = 0.001092$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.646 / 100 = 0.00226$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.312 / 100 = 0.000686$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.646 / 100 = 0.00142$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.312 / 100 = 0.000343$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.646 / 100 = 0.00071$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.312 / 100 = 0.0001872$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.646 / 100 = 0.0003876$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0003876	0.0001872
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.4680000	0.2260000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.1730000	0.0836000
0602	Бензол (64)	0.0022600	0.0010920
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0007100	0.0003430
0621	Метилбензол (349)	0.0014200	0.0006860

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0004, Накопительная емкость 50 м³

Список литературы:

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

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ Выбросы паров нефти и бензинов

Нефтепродукт, $NPNAME =$ Сырая нефть

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 30$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.74$

$KTMIN = 0.74$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 39$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.9$

$KTMAX = 0.9$

Режим эксплуатации, $NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)$

Конструкция резервуаров, $NAME_ = Наземный горизонтальный$

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 0$

Категория веществ, $NAME_ = А, Б, В$

Значение Kpsr(Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение Kpmax(Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Производительность закачки, м³/час, $QZ = 1.4$

Производительность откачки, м³/час, $QOT = 1.4$

Коэффициент, $KPMAH = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 50$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 3058.5$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.81$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 3058.5 / (0.81 \cdot 50) = 75.5$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.556$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAH = 40$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 136$

, $P = 136$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 60$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 60 + 45 = 81$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 136 \cdot 81 \cdot (0.9 \cdot 1 + 0.74) \cdot 0.1 \cdot 1.556 \cdot 3058.5 / (10^7 \cdot 0.81) = 0.312$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAH \cdot KB \cdot VCMAH) / 10^4 = (0.163 \cdot 136 \cdot 81 \cdot 0.9 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 40) / 10^4 = 0.646$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.312 / 100 = 0.226$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.646 / 100 = 0.468$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.312 / 100 = 0.0836$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.646 / 100 = 0.173$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.312 / 100 = 0.001092$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.646 / 100 = 0.00226$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.312 / 100 = 0.000686$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.646 / 100 = 0.00142$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_ = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.312 / 100 = 0.000343$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_ = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.646 / 100 = 0.00071$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.312 / 100 = 0.0001872$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.646 / 100 = 0.0003876$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0003876	0.0001872
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.4680000	0.2260000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.1730000	0.0836000
0602	Бензол (64)	0.0022600	0.0010920
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0007100	0.0003430
0621	Метилбензол (349)	0.0014200	0.0006860

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0005, Емкость для дизельного топлива

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, $NP = \text{Дизельное топливо}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), $C = 3.92$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YY = 2.36$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 68.3$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YYY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 68.3$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, $VC = 10$

Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 30$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: А - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение K_{pm} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение K_{psr} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHR = 0.27$

$GHR = GHR + GHR \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 30$

Сумма $G_{hri} \cdot K_{np} \cdot N_r$, $GHR = 0.000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 10 / 3600 = 0.001089$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 68.3 + 3.15 \cdot 68.3) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.00082$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.00082 / 100 = 0.000818$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.001089 / 100 = 0.001086$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

ТОО «НЕДРА КОМ»

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.00082 / 100 = 0.000002296$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.001089 / 100 = 0.00000305$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000305	0.000002296
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0010860	0.0008180

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0006, Наливная эстакада

Список литературы:

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

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 30$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.74$

$KTMIN = 0.74$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 39$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.9$

$KTMAX = 0.9$

Режим эксплуатации, $NAME =$ **"мерник", ССВ - отсутствуют**

Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м³, $V = 30$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 0$

Категория веществ, $NAME =$ **А - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха**

Значение $Kpsr$ (Прил.8), $KPSR = 0.7$

Значение $Krmax$ (Прил.8), $KPM = 1$

Коэффициент, $KPSR = 0.7$

Производительность закачки, м³/час, $QZ = 1.4$

Производительность откачки, м³/час, $QOT = 1.4$

Коэффициент, $KPMAX = 1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 30$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 6117$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.81$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 6117 / (0.81 \cdot 30) = 251.7$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 40$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 136$

, $P = 136$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 60$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 60 + 45 = 81$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 136 \cdot 81 \cdot (0.9 \cdot 1 + 0.74) \cdot 0.7 \cdot 1.35 \cdot 6117 / (10^7 \cdot 0.81) = 3.79$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 136 \cdot 81 \cdot 0.9 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 40) / 10^4 = 6.46$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 3.79 / 100 = 2.746$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 6.46 / 100 = 4.68$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 3.79 / 100 = 1.016$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 6.46 / 100 = 1.73$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 3.79 / 100 = 0.01327$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 6.46 / 100 = 0.0226$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 3.79 / 100 = 0.00834$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 6.46 / 100 = 0.0142$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 3.79 / 100 = 0.00417$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 6.46 / 100 = 0.0071$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 3.79 / 100 = 0.002274$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 6.46 / 100 = 0.003876$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0038760	0.0022740
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	4.6800000	2.7460000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1.7300000	1.0160000
0602	Бензол (64)	0.0226000	0.0132700
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0071000	0.0041700
0621	Метилбензол (349)	0.0142000	0.0083400

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6001, Двухфазный нефтегазосепаратор НГС -16

Согласно «Сборника методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами», Алматы, 1996г.

Вредные вещества поступают в атмосферный воздух через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.

Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу через неплотности фланцевых соединений и соединения запорно-регулирующей арматуры произведен по следующей формуле:

$$M = \sum Pi = (\sum gi \cdot ni \cdot \chi_i \cdot Ci) / 3,6$$

где gi – величина утечки потока i -го вида через одно фланцевое уплотнение, соединение запорно-регулирующей арматуры, кг/час;

ni – число неподвижных уплотнений на потоке i -го вида, шт.;

χ_i – доля уплотнений на потоке i -го вида, потерявших герметичность, в долях единицы;

Ci – массовая концентрация вредного компонента i -го вида в потоке в долях единицы

Наименование	gi - величина утечки потока i -го вида через одно уплотнение, кг/час	ni -число неподвижных уплотнений на потоке i -го вида, шт.	χ_i –доля уплотнений на потоке i -го вида, потерявших герметичность, в долях единицы	Ci - массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	Максимальный разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год
0415 Смесь углеводородов C1-C5						
ЗРА	0.013	10	0.365	0.94	0.012	0.378

ТОО «НЕДРА КОМ»

Фланцы	0.00038	20	0.05	0.94	0.00009	0.00284
Итого:					0.01209	0.38084

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6002, Тестовый сепаратор АРГО

Согласно «Сборника методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами», Алматы, 1996г.

Вредные вещества поступают в атмосферный воздух через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.

Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу через неплотности фланцевых соединений и соединения запорно-регулирующей арматуры произведен по следующей формуле:

$$M = \sum \Pi_i = (\sum g_i * n_i * \chi_i * C_i) / 3,6$$

где g_i – величина утечки потока i -го вида через одно фланцевое уплотнение, соединение запорно-регулирующей арматуры, кг/час;

n_i – число неподвижных уплотнений на потоке i -го вида, шт.;

χ_i – доля уплотнений на потоке i -го вида, потерявших герметичность, в долях единицы;

C_i – массовая концентрация вредного компонента i -го вида в потоке в долях единицы

Наименование	g_i - величина утечки потока i -го вида через одно уплотнение, кг/час	n_i - число неподвижных уплотнений на потоке i -го вида, шт.	χ_i - доля уплотнений на потоке i -го вида, потерявших герметичность, в долях единицы	C_i - массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	Максимальный выброс, г/с	Валовый выброс, т/год
0415 Смесь углеводородов C1-C5						
ЗРА	0.013	10	0.365	0.94	0.012	0.378
Фланцы	0.00038	20	0.05	0.94	0.00009	0.00284
Итого:					0.01209	0.38084

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0007, Факел (Аксайский -10)

Список литературы:

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

Площадка: ТОО "Недра Ком" м/р Аксай на 2022 год

Цех: Скважина Аксайский -10

Источник: 0007

Наименование: Факел (Аксайский -10)

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CH ₄)	6.02	2.33680159	16.043	0.7162
Этан(C ₂ H ₆)	3.83	2.78658289	30.07	1.3424
Пропан(C ₃ H ₈)	19.38	20.6777167	44.097	1.9686
Бутан(C ₄ H ₁₀)	28.31	39.8139373	58.124	2.5948
Пентан(C ₅ H ₁₂)	18.78	32.7851901	72.151	3.2210268

ТОО «НЕДРА КОМ»

Азот(N2)	2.36	1.59977128	28.016	1.2507
----------	------	------------	--------	--------

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **41.329508**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **0.78**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o) = 0.858433$$

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):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (0.858433 * (1830.6 + 273) / 41.329508)^{0.5} = 604.819465$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.00559**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.00559 / (3.141592654 * 0.363^2) = 0.054014291$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.00559 * 0.78 = 4.3602$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000089306 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_m$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_m = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 21.32) * 41.329508) = 102.9434204$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: **21.32**;

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	0.0872040
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.003	0.0130806
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0021801
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.0087204

Мощность выброса диоксида углерода M_{co2} , г/с (6):

$$M_{co2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_m + [CO2]_m) - M_{co} - M_{ch4} - M_c = 0.01 * 4.3602000 * (3.67 * 0.9984000 * 102.9434204 + 0.0000000) - 0.0872040 - 0.0021801 - 0.0087204 = 16.34847698$$

где $[CO2]_m$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{co} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{ch4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания $Q_{нз}$, ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{нз} = 85.5 * [CH4]_o + 152 * [C2H6]_o + 218 * [C3H8]_o + 283 * [C4H10]_o + 349 * [C5H12]_o + 56 * [H2S]_o = 85.5 * 6.02 + 152 * 3.83 + 218 * 19.38 + 283 * 28.31 + 349 * 18.78 + 56 * 0 = 19887.66$$

где $[CH2]_o$ - содержание метана, %;

$[C2H6]_o$ - содержание этана, %;

$[C3H8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C4H10]_o$ - содержание бутана, %;

$[C5H12]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (41.329508)^{0.5} = 0.308582544$$

Объемное содержание кислорода $[O2]_o$, %:

$$[O_2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0$$

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):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o) + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 0) = 21.73416$$

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):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 21.73416 = 22.73416$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 1830.6 + (19887.66 * (1-0.308582544) * 0.9984) / (22.73416 * 0.4) = 3340.296664$$

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):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 1830.6 + (19887.66 * (1-0.308582544) * 0.9984) / (22.73416 * 0.4) = 3340.296664$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси V_1 , м³/с (14):

$$V_1 = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.00559 * 22.73416 * (273 + 3340.296664) / 273 = 1.682022082$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.363 = 5.445$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фн} + h_e = 5.445 + 15 = 20.445$$

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 $D_{ф}$, м (29):

$$D_{ф} = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 5.445 + 0.49 * 0.363 = 0.94017$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_1 / D_{ф}^2 = 1.27 * 1.682022082 / 0.94017^2 = 2.416699409$$

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: **5880**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.087204	1.845934272
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0130806	0.276890141
0410	Метан (727*)	0.0021801	0.046148357
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0087204	0.184593427

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0008, Дизельная электростанция

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г
 Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 15.594$
 Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 91.69$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.594 \cdot 30 / 3600 = 0.13$
 Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 91.69 \cdot 30 / 10^3 = 2.75$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.594 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0052$
 Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 91.69 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.11$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.594 \cdot 39 / 3600 = 0.169$
 Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 91.69 \cdot 39 / 10^3 = 3.576$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.594 \cdot 10 / 3600 = 0.0433$
 Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 91.69 \cdot 10 / 10^3 = 0.917$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.594 \cdot 25 / 3600 = 0.1083$
 Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 91.69 \cdot 25 / 10^3 = 2.29$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.594 \cdot 12 / 3600 = 0.052$
 Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 91.69 \cdot 12 / 10^3 = 1.1$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.594 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0052$
 Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 91.69 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.11$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$
 Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.594 \cdot 5 / 3600 = 0.02166$
 Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 91.69 \cdot 5 / 10^3 = 0.458$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1300000	2.7500000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.1690000	3.5760000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0216600	0.4580000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0433000	0.9170000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1083000	2.2900000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0052000	0.1100000
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0052000	0.1100000
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0520000	1.1000000

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0009, Накопительная емкость 50 м3

Список литературы:

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

Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 30**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.74**

KTMIN = 0.74

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 39**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.9**

KTMAX = 0.9

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 50**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 0**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kprg(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Производительность закачки, м3/час, **QZ = 1.4**

Производительность откачки, м3/час, **QOT = 1.4**

Коэффициент, **KPMAH = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 50**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 2053**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.81**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 2053 / (0.81 · 50) = 50.7**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.866**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой

из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAH = 40**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 136**

, **P = 136**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 60**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 60 + 45 = 81**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 136 · 81 · (0.9 · 1 + 0.74) · 0.1 · 1.866 · 2053 / (10⁷ · 0.81) = 0.251**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAH · KB · VCMAH) / 10⁴ = (0.163 · 136 · 81 · 0.9 · 0.1 · 1 · 40) / 10⁴ = 0.646**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 0.251 / 100 = 0.182**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.646 / 100 = 0.468**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 0.251 / 100 = 0.0673**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.646 / 100 = 0.173**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 0.251 / 100 = 0.000879**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{max} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.646 / 100 = 0.00226$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{avg} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.251 / 100 = 0.000552$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{max} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.646 / 100 = 0.00142$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{avg} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.251 / 100 = 0.000276$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{max} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.646 / 100 = 0.00071$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M_{avg} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.251 / 100 = 0.0001506$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G_{max} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.646 / 100 = 0.0003876$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0003876	0.0001506
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.4680000	0.1820000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.1730000	0.0673000
0602	Бензол (64)	0.0022600	0.0008790
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0007100	0.0002760
0621	Метилбензол (349)	0.0014200	0.0005520

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0010, Накопительная емкость 50 м3

Список литературы:

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

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 30$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.74$

$KTMIN = 0.74$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 39$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.9$

$KTMAX = 0.9$

Режим эксплуатации, $NAME =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 0$

Категория веществ, $NAME =$ **А, Б, В**

Значение K_{psr} (Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение K_{pmax} (Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Производительность закачки, м3/час, $QZ = 1.4$

Производительность откачки, м3/час, $QOT = 1.4$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м3, $V = 50$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 2053$

Плотность смеси, т/м3, $RO = 0.81$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 2053 / (0.81 \cdot 50) = 50.7$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.866$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, $VCMAX = 40$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 136$

, $P = 136$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 60$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 60 + 45 = 81$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOV \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 136 \cdot 81 \cdot (0.9 \cdot 1 + 0.74) \cdot 0.1 \cdot 1.866 \cdot 2053 / (10^7 \cdot 0.81) = 0.251$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 136 \cdot 81 \cdot 0.9 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 40) / 10^4 = 0.646$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.251 / 100 = 0.182$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.646 / 100 = 0.468$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.251 / 100 = 0.0673$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.646 / 100 = 0.173$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.251 / 100 = 0.000879$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.646 / 100 = 0.00226$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.251 / 100 = 0.000552$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.646 / 100 = 0.00142$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.251 / 100 = 0.000276$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.646 / 100 = 0.00071$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.251 / 100 = 0.0001506$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.646 / 100 = 0.0003876$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0003876	0.0001506
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.4680000	0.1820000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.1730000	0.0673000
0602	Бензол (64)	0.0022600	0.0008790
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0007100	0.0002760
0621	Метилбензол (349)	0.0014200	0.0005520

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0011, Емкость для дизельного топлива

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, $NP = \text{Дизельное топливо}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м3(Прил. 12), $C = 3.92$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YU = 2.36$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 45.845$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YUY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 45.845$
 Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, $VC = 10$
 Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 30$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: А - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение K_{PM} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение K_{PSR} для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHR = 0.27$

$GHR = GHR + GHR \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 30$

Сумма $G_{hr} \cdot K_{np} \cdot N_r$, $GHR = 0.000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 10 / 3600 = 0.001089$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YYY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 45.845 + 3.15 \cdot 45.845) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.000808$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.000808 / 100 = 0.000806$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.001089 / 100 = 0.001086$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000808 / 100 = 0.000002262$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.001089 / 100 = 0.00000305$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000305	0.000002262
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0010860	0.0008060

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0012, Наливная эстакада

Список литературы:

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

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 30$

Коэффициент K_t (Прил.7), $KT = 0.74$

$KTMIN = 0.74$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 39$

Коэффициент K_t (Прил.7), $KT = 0.9$

$KTMAX = 0.9$

Режим эксплуатации, $NAME =$ **"мерник", ССВ - отсутствуют**

Конструкция резервуаров, $NAME =$ **Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 30$
 Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$
 Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 0$
 Категория веществ, $_NAME_ = A$ - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха
 Значение K_{psr} (Прил.8), $KPSR = 0.7$
 Значение K_{pmax} (Прил.8), $KPM = 1$
 Коэффициент, $KPSR = 0.7$
 Производительность закачки, м³/час, $QZ = 1.4$
 Производительность откачки, м³/час, $QOT = 1.4$
 Коэффициент, $KPMAH = 1$
 Общий объем резервуаров, м³, $V = 30$
 Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 4106$
 Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.81$
 Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 4106 / (0.81 \cdot 30) = 169$
 Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$
 Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAH = 40$
 Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 136$
 $, P = 136$
 Коэффициент, $KB = 1$
 Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 60$
 Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 60 + 45 = 81$
 Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 136 \cdot 81 \cdot (0.9 \cdot 1 + 0.74) \cdot 0.7 \cdot 1.35 \cdot 4106 / (10^7 \cdot 0.81) = 2.544$
 Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAH \cdot KB \cdot VCMAH) / 10^4 = (0.163 \cdot 136 \cdot 81 \cdot 0.9 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 40) / 10^4 = 6.46$
Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)
 Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 2.544 / 100 = 1.843$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 6.46 / 100 = 4.68$
Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)
 Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 2.544 / 100 = 0.682$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 6.46 / 100 = 1.73$
Примесь: 0602 Бензол (64)
 Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 2.544 / 100 = 0.0089$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 6.46 / 100 = 0.0226$
Примесь: 0621 Метилбензол (349)
 Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 2.544 / 100 = 0.0056$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 6.46 / 100 = 0.0142$
Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)
 Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 2.544 / 100 = 0.0028$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 6.46 / 100 = 0.0071$
Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)
 Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$
 Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $_M_ = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 2.544 / 100 = 0.001526$
 Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $_G_ = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 6.46 / 100 = 0.003876$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0038760	0.0015260

ТОО «НЕДРА КОМ»

0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	4.6800000	1.8430000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1.7300000	0.6820000
0602	Бензол (64)	0.0226000	0.0089000
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0071000	0.0028000
0621	Метилбензол (349)	0.0142000	0.0056000

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6003, Двухфазный нефтегазосепаратор НГС-16

Согласно «Сборника методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами», Алматы, 1996г.

Вредные вещества поступают в атмосферный воздух через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.

Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу через неплотности фланцевых соединений и соединения запорно-регулирующей арматуры произведен по следующей формуле:

$$M = \sum \Pi_i = (\sum g_i * n_i * \chi_i * C_i) / 3,6$$

где g_i – величина утечки потока i -го вида через одно фланцевое уплотнение, соединение запорно-регулирующей арматуры, кг/час;

n_i – число неподвижных уплотнений на потоке i -го вида, шт.;

χ_i – доля уплотнений на потоке i -го вида, потерявших герметичность, в долях единицы;

C_i – массовая концентрация вредного компонента i -го вида в потоке в долях единицы

Наименование	g_i - величина утечки потока i -го вида через одно уплотнение, кг/час	n_i - число неподвижных уплотнений на потоке i -го вида, шт.	χ_i – доля уплотнений на потоке i -го вида, потерявших герметичность, в долях единицы	C_i - массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	Максимальный выброс, г/с	Валовый выброс, т/год
0415 Смесь углеводородов C1-C5						
ЗРА	0.013	10	0.365	0.94	0.012	0.2540
Фланцы	0.00038	20	0.05	0.94	0.00009	0.0019
Итого:					0.01209	0.2559

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6004, Тестовый сепаратор АРГО

Согласно «Сборника методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами», Алматы, 1996г.

Вредные вещества поступают в атмосферный воздух через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.

Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу через неплотности фланцевых соединений и соединения запорно-регулирующей арматуры произведен по следующей формуле:

$$M = \sum \Pi_i = (\sum g_i * n_i * \chi_i * C_i) / 3,6$$

где g_i – величина утечки потока i -го вида через одно фланцевое уплотнение, соединение запорно-регулирующей арматуры, кг/час;

n_i – число неподвижных уплотнений на потоке i -го вида, шт.;

χ_i – доля уплотнений на потоке i -го вида, потерявших герметичность, в долях единицы;

C_i – массовая концентрация вредного компонента i -го вида в потоке в долях единицы

Наименование	g_i - величина утечки потока i -го вида через одно уплотнение, кг/час	n_i - число неподвижных уплотнений на потоке i -го вида, шт.	χ_i – доля уплотнений на потоке i -го вида, потерявших герметичность, в долях единицы	C_i - массовая концентрация вредного компонента в долях единицы	Максимальный выброс, г/с	Валовый выброс, т/год
--------------	---	--	--	---	--------------------------	-----------------------

ТОО «НЕДРА КОМ»

	уплотнение, кг/час		единицы			
0415 Смесь углеводородов C1-C5						
ЗРА	0.013	10	0.365	0.94	0.012	0.2540
Фланцы	0.00038	20	0.05	0.94	0.00009	0.0019
Итого:					0.01209	0.2559

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0013, Факел (Аксайский -11)

Список литературы:

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

Площадка: ТОО "Недра Ком" м/р Аксай на 2022 год

Цех: Скважина Аксайский -11

Источник: 0013

Наименование: Факел (Аксайский - 11)

Тип: Высотная

Тип сжигаемой смеси: Некондиционная газовая и газоконденсатная смесь

Тип месторождения: бессернистое

1. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Таблица процентного содержания составляющих смеси.

Состав смеси задавался в объемных долях.

Компонент	[%]об.	[%]мас.	Молек.мас.	Плотность
Метан(CН4)	6.02	2.33680159	16.043	0.7162
Этан(C2Н6)	3.83	2.78658289	30.07	1.3424
Пропан(C3Н8)	19.38	20.6777167	44.097	1.9686
Бутан(C4Н10)	28.31	39.8139373	58.124	2.5948
Пентан(C5Н12)	18.78	32.7851901	72.151	3.2210268
Азот(N2)	2.36	1.59977128	28.016	1.2507

Молярная масса смеси M , кг/моль (прил.3,(5)): **41.329508**

Плотность сжигаемой смеси R_o , кг/м³: **0.78**

Показатель адиабаты K (23):

$$K = \frac{N}{\sum_{i=1}^N (K_i * [i]_o)} = 0.858433$$

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):

$$W_{зв} = 91.5 * (K * (T_o + 273) / M)^{0.5} = 91.5 * (0.858433 * (1830.6 + 273) / 41.329508)^{0.5} = 604.819465$$

где T_o - температура смеси, град.С;

Объемный расход B , м³/с: **0.00559**

Скорость истечения смеси $W_{ист}$, м/с (3):

$$W_{ист} = 4 * B / (pi * d^2) = 4 * 0.00559 / (3.141592654 * 0.363^2) = 0.054014291$$

Массовый расход G , г/с (2):

$$G = 1000 * B * R_o = 1000 * 0.00559 * 0.78 = 4.3602$$

Проверка условия беспламенного горения, т.к. $W_{ист} / W_{зв} = 0.000089306 < 0.2$, горение сажевое.

2. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Полнота сгорания углеводородной смеси n : **0.9984**

Массовое содержание углерода $[C]_m$, % (прил.3,(8)):

$$[C]_M = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - [нег]_o) * M) = 100 * 12 * \sum_{i=1}^N (x_i * [i]_o) / ((100 - 21.32) * 41.3295080) = 102.9434204$$

где x_i - число атомов углерода;

$[нег]_o$ - общее содержание негорючих примесей, %: **21.32**;

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	0.0872040
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.003	0.0130806
0410	Метан (727*)	0.0005	0.0021801
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.002	0.0087204

Мощность выброса диоксида углерода M_{CO_2} , г/с (6):

$$M_{CO_2} = 0.01 * G * (3.67 * n * [C]_M + [CO_2]_M) - M_{CO} - M_{CH_4} - M_c = 0.01 * 4.3602000 * (3.67 * 0.9984000 * 102.9434204 + 0.0000000) - 0.0872040 - 0.0021801 - 0.0087204 = 16.34847698$$

где $[CO_2]_M$ - массовое содержание диоксида углерода, %;

M_{CO} - мощность выброса оксида углерода, г/с;

M_{CH_4} - мощность выброса метана, г/с;

M_c - мощность выброса сажи, г/с;

3. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Низшая теплота сгорания Q_{nc} , ккал/м³ (прил.3,(1)):

$$Q_{nc} = 85.5 * [CH_4]_o + 152 * [C_2H_6]_o + 218 * [C_3H_8]_o + 283 * [C_4H_{10}]_o + 349 * [C_5H_{12}]_o + 56 * [H_2S]_o = 85.5 * 6.02 + 152 * 3.83 + 218 * 19.38 + 283 * 28.31 + 349 * 18.78 + 56 * 0 = 19887.66$$

где $[CH_4]_o$ - содержание метана, %;

$[C_2H_6]_o$ - содержание этана, %;

$[C_3H_8]_o$ - содержание пропана, %;

$[C_4H_{10}]_o$ - содержание бутана, %;

$[C_5H_{12}]_o$ - содержание пентана, %;

Доля энергии теряемая за счет излучения E (11):

$$E = 0.048 * (M)^{0.5} = 0.048 * (41.329508)^{0.5} = 0.308582544$$

Объемное содержание кислорода $[O_2]_o$, %:

$$[O_2]_o = \sum_{i=1}^N ([i]_o * A_o * x_i / M_o) = \sum_{i=1}^N ([i]_o * 16 * x_i / M_o) = 0$$

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):

$$V_o = 0.0476 * (1.5 * [H_2S]_o + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 0.0476 * (1.5 * 0 + \sum_{i=1}^N ((x + y / 4) * [C_xH_y]_o) - 0) = 21.73416$$

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):

$$V_{nc} = 1 + V_o = 1 + 21.73416 = 22.73416$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С): **0.4**

Ориентировочное значение температуры горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (1 - E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 1830.6 + (19887.66 * (1 - 0.308582544) * 0.9984) / (22.73416 * 0.4) = 3340.296664$$

где T_o - температура смеси или газа, град.С;

Уточнённая теплоёмкость газозвоздушной смеси C_{nc} , ккал/(м³*град.С):**0.4**

Температура горения T_z , град.С (10):

$$T_z = T_o + (Q_{nc} * (I-E) * n) / (V_{nc} * C_{nc}) = 1830.6 + (19887.66 * (1-0.308582544) * 0.9984) / (22.73416 * 0.4) = 3340.296664$$

4. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Расход выбрасываемой в атмосферу газозвоздушной смеси V_I , м³/с (14):

$$V_I = B * V_{nc} * (273 + T_z) / 273 = 0.00559 * 22.73416 * (273 + 3340.296664) / 273 = 1.682022082$$

Длина факела $L_{фн}$, м:

$$L_{фн} = 15 * d = 15 * 0.363 = 5.445$$

Высота источника выброса вредных веществ H , м (16):

$$H = L_{фн} + h_e = 5.445 + 15 = 20.445$$

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):

$$D_\phi = 0.14 * L_{фн} + 0.49 * d = 0.14 * 5.445 + 0.49 * 0.363 = 0.94017$$

Средняя скорость поступления в атмосферу газозвоздушной смеси (W_o), (м/с):

$$W_o = 1.27 * V_I / D_\phi^2 = 1.27 * 1.682022082 / 0.94017^2 = 2.416699409$$

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: **7128**;

Код	Примесь	Выброс г/с	Выброс т/год
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный)	0.087204	2.237724403
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.0130806	0.33565866
0410	Метан (727*)	0.0021801	0.05594311
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0087204	0.22377244

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0014, Дизельная электростанция

Список литературы:

1. Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок

Приложение №9 к Приказу Министра охраны окружающей

среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-Г

Максимальный расход диз. топлива установкой, кг/час, $G_{FJMAX} = 15.594$

Годовой расход дизельного топлива, т/год, $G_{FGGO} = 111.15$

Примесь: 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 30$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} * E_э / 3600 = 15.594 * 30 / 3600 = 0.13$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} * E_э / 10^3 = 111.15 * 30 / 10^3 = 3.335$

Примесь: 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} * E_э / 3600 = 15.594 * 1.2 / 3600 = 0.0052$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} * E_э / 10^3 = 111.15 * 1.2 / 10^3 = 0.1334$

Примесь: 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 39$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} * E_э / 3600 = 15.594 * 39 / 3600 = 0.169$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} * E_э / 10^3 = 111.15 * 39 / 10^3 = 4.335$

Примесь: 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 10$

Максимальный разовый выброс, г/с, $_G = G_{FJMAX} * E_э / 3600 = 15.594 * 10 / 3600 = 0.0433$

Валовый выброс, т/год, $_M = G_{FGGO} * E_э / 10^3 = 111.15 * 10 / 10^3 = 1.112$

Примесь: 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

ТОО «НЕДРА КОМ»

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 25$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.594 \cdot 25 / 3600 = 0.1083$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 111.15 \cdot 25 / 10^3 = 2.78$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 12$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.594 \cdot 12 / 3600 = 0.052$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 111.15 \cdot 12 / 10^3 = 1.334$

Примесь: 1301 Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 1.2$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.594 \cdot 1.2 / 3600 = 0.0052$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 111.15 \cdot 1.2 / 10^3 = 0.1334$

Примесь: 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)

Оценочное значение среднециклового выброса, г/кг топлива (табл.4), $E_э = 5$

Максимальный разовый выброс, г/с, $G_{FJMAX} = G_{FJMAX} \cdot E_э / 3600 = 15.594 \cdot 5 / 3600 = 0.02166$

Валовый выброс, т/год, $M_{FGGO} = G_{FGGO} \cdot E_э / 10^3 = 111.15 \cdot 5 / 10^3 = 0.556$

Итоговая таблица:

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.1300000	3.3350000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.1690000	4.3350000
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0216600	0.5560000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0433000	1.1120000
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.1083000	2.7800000
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0.0052000	0.1334000
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0052000	0.1334000
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0520000	1.3340000

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0015, Накопительная емкость 50 м3

Список литературы:

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

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 30$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.74$

$KTMIN = 0.74$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 39$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.9$

$KTMAX = 0.9$

Режим эксплуатации, $NAME_ =$ **"буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, $NAME_ =$ **Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, $VI = 50$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 0$

Категория веществ, $NAME_ =$ **А, Б, В**

Значение Kpst(Прил.8), $KPSR = 0.1$

Значение Kpmax(Прил.8), $KPM = 0.1$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Производительность закачки, м³/час, $QZ = 1.4$

Производительность откачки, м³/час, $QOT = 1.4$

Коэффициент, $KPMAХ = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 50$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 2488.5$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.81$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 2488.5 / (0.81 \cdot 50) = 61.4$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.733$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAХ = 40$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 136$

, $P = 136$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 60$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 60 + 45 = 81$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAХ \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 136 \cdot 81 \cdot (0.9 \cdot 1 + 0.74) \cdot 0.1 \cdot 1.733 \cdot 2488.5 / (10^7 \cdot 0.81) = 0.283$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAХ \cdot KPMAХ \cdot KB \cdot VCMAХ) / 10^4 = (0.163 \cdot 136 \cdot 81 \cdot 0.9 \cdot 0.1 \cdot 1 \cdot 40) / 10^4 = 0.646$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 0.283 / 100 = 0.205$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 0.646 / 100 = 0.468$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 0.283 / 100 = 0.0758$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 0.646 / 100 = 0.173$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 0.283 / 100 = 0.00099$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 0.646 / 100 = 0.00226$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.283 / 100 = 0.000623$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.646 / 100 = 0.00142$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.283 / 100 = 0.000311$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.646 / 100 = 0.00071$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.283 / 100 = 0.0001698$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.646 / 100 = 0.0003876$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0003876	0.0001698
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.4680000	0.2050000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.1730000	0.0758000
0602	Бензол (64)	0.0022600	0.0009900
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0007100	0.0003110
0621	Метилбензол (349)	0.0014200	0.0006230

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0016, Накопительная емкость 50 м3

Список литературы:

Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
Расчеты по п 5.

Вид выброса, **VV = Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, **NPNAME = Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, **TMIN = 30**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.74**

KTMIN = 0.74

Максимальная температура смеси, гр.С, **TMAX = 39**

Коэффициент Kt (Прил.7), **KT = 0.9**

KTMAX = 0.9

Режим эксплуатации, **_NAME_ = "буферная емкость" (все типы резервуаров)**

Конструкция резервуаров, **_NAME_ = Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м3, **VI = 50**

Количество резервуаров данного типа, **NR = 1**

Количество групп одноцелевых резервуаров, **KNR = 0**

Категория веществ, **_NAME_ = А, Б, В**

Значение Kpsr(Прил.8), **KPSR = 0.1**

Значение Kpmax(Прил.8), **KPM = 0.1**

Коэффициент, **KPSR = 0.1**

Производительность закачки, м3/час, **QZ = 1.4**

Производительность откачки, м3/час, **QOT = 1.4**

Коэффициент, **KPMAX = 0.1**

Общий объем резервуаров, м3, **V = 50**

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, **B = 2488.5**

Плотность смеси, т/м3, **RO = 0.81**

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), **NN = B / (RO · V) = 2488.5 / (0.81 · 50) = 61.4**

Коэффициент (Прил. 10), **KOB = 1.733**

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м3/час, **VCMAX = 40**

Давление паров смеси, мм.рт.ст., **PS = 136**

, **P = 136**

Коэффициент, **KB = 1**

Температура начала кипения смеси, гр.С, **TKIP = 60**

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, **MRS = 0.6 · TKIP + 45 = 0.6 · 60 + 45 = 81**

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), **M = 0.294 · PS · MRS · (KTMAX · KB + KTMIN) · KPSR · KOB · B / (10⁷ · RO) = 0.294 · 136 · 81 · (0.9 · 1 + 0.74) · 0.1 · 1.733 · 2488.5 / (10⁷ · 0.81) = 0.283**

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), **G = (0.163 · PS · MRS · KTMAX · KPMAX · KB · VCMAX) / 10⁴ = (0.163 · 136 · 81 · 0.9 · 0.1 · 1 · 40) / 10⁴ = 0.646**

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 72.46**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 72.46 · 0.283 / 100 = 0.205**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 72.46 · 0.646 / 100 = 0.468**

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 26.8**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 26.8 · 0.283 / 100 = 0.0758**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 26.8 · 0.646 / 100 = 0.173**

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), **CI = 0.35**

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), **_M_ = CI · M / 100 = 0.35 · 0.283 / 100 = 0.00099**

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), **_G_ = CI · G / 100 = 0.35 · 0.646 / 100 = 0.00226**

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 0.283 / 100 = 0.000623$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 0.646 / 100 = 0.00142$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 0.283 / 100 = 0.000311$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 0.646 / 100 = 0.00071$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 0.283 / 100 = 0.0001698$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 0.646 / 100 = 0.0003876$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0003876	0.0001698
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.4680000	0.2050000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0.1730000	0.0758000
0602	Бензол (64)	0.0022600	0.0009900
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0007100	0.0003110
0621	Метилбензол (349)	0.0014200	0.0006230

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0017, Емкость для дизельного топлива

Список литературы:

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

Расчеты по п. 6-8

Нефтепродукт, $NP = \text{Дизельное топливо}$

Климатическая зона: третья - южные области РК (прил. 17)

Концентрация паров нефтепродуктов в резервуаре, г/м³(Прил. 12), $C = 3.92$

Средний удельный выброс в осенне-зимний период, г/т(Прил. 12), $YU = 2.36$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в осенне-зимний период, т, $BOZ = 55.575$

Средний удельный выброс в весенне-летний период, г/т(Прил. 12), $YUY = 3.15$

Количество закачиваемой в резервуар жидкости в весенне-летний период, т, $BVL = 55.575$

Объем паровоздушной смеси, вытесняемый из резервуара во время его закачки, м³/ч, $VC = 10$

Коэффициент(Прил. 12), $KNP = 0.0029$

Режим эксплуатации: "буферная емкость" (все типы резервуаров)

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 30$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров на предприятии, $KNR = 1$

Категория веществ: А - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха

Конструкция резервуаров: Наземный горизонтальный

Значение $Kpmax$ для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPM = 0.1$

Значение $Kpsr$ для этого типа резервуаров(Прил. 8), $KPSR = 0.1$

Количество выделяющихся паров нефтепродуктов

при хранении в одном резервуаре данного типа, т/год(Прил. 13), $GHRI = 0.27$

$GHR = GHR + GHRI \cdot KNP \cdot NR = 0 + 0.27 \cdot 0.0029 \cdot 1 = 0.000783$

Коэффициент, $KPSR = 0.1$

Коэффициент, $KPMAX = 0.1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 30$

Сумма $Ghri \cdot Knp \cdot Nr$, $GHR = 0.000783$

Максимальный из разовых выброс, г/с (6.2.1), $G = C \cdot KPMAX \cdot VC / 3600 = 3.92 \cdot 0.1 \cdot 10 / 3600 = 0.001089$

Среднегодовые выбросы, т/год (6.2.2), $M = (YY \cdot BOZ + YUY \cdot BVL) \cdot KPMAX \cdot 10^{-6} + GHR = (2.36 \cdot 55.575 + 3.15 \cdot 55.575) \cdot 0.1 \cdot 10^{-6} + 0.000783 = 0.000814$

Примесь: 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 99.72$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 99.72 \cdot 0.000814 / 100 = 0.000812$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 99.72 \cdot 0.001089 / 100 = 0.001086$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.28$

Валовый выброс, т/год (5.2.5), $\underline{M} = CI \cdot M / 100 = 0.28 \cdot 0.000814 / 100 = 0.00000228$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $\underline{G} = CI \cdot G / 100 = 0.28 \cdot 0.001089 / 100 = 0.00000305$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00000305	0.00000228
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0010860	0.0008120

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 0018, Наливная эстакада

Список литературы:

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

Расчеты по п 5.

Вид выброса, $VV =$ **Выбросы паров нефти и бензинов**

Нефтепродукт, $NPNAME =$ **Сырая нефть**

Минимальная температура смеси, гр.С, $TMIN = 30$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.74$

$KTMIN = 0.74$

Максимальная температура смеси, гр.С, $TMAX = 39$

Коэффициент Kt (Прил.7), $KT = 0.9$

$KTMAX = 0.9$

Режим эксплуатации, $\underline{NAME}_ =$ **"мерник", ССВ - отсутствуют**

Конструкция резервуаров, $\underline{NAME}_ =$ **Наземный горизонтальный**

Объем одного резервуара данного типа, м³, $VI = 30$

Количество резервуаров данного типа, $NR = 1$

Количество групп одноцелевых резервуаров, $KNR = 0$

Категория веществ, $\underline{NAME}_ =$ **A - Нефть из магистрального трубопровода и др. нефтепродукты при температуре закачиваемой жидкости, близкой к температуре воздуха**

Значение Kpsr(Прил.8), $KPSR = 0.7$

Значение Kpmax(Прил.8), $KPM = 1$

Коэффициент, $KPSR = 0.7$

Производительность закачки, м³/час, $QZ = 1.4$

Производительность откачки, м³/час, $QOT = 1.4$

Коэффициент, $KPMAX = 1$

Общий объем резервуаров, м³, $V = 30$

Количество жидкости закачиваемое в резервуар в течение года, т/год, $B = 4977$

Плотность смеси, т/м³, $RO = 0.81$

Годовая оборачиваемость резервуара (5.1.8), $NN = B / (RO \cdot V) = 4977 / (0.81 \cdot 30) = 204.8$

Коэффициент (Прил. 10), $KOB = 1.35$

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, м³/час, $VCMAX = 40$

Давление паров смеси, мм.рт.ст., $PS = 136$

, $P = 136$

Коэффициент, $KB = 1$

Температура начала кипения смеси, гр.С, $TKIP = 60$

Молекулярная масса паров смеси, кг/кмоль, $MRS = 0.6 \cdot TKIP + 45 = 0.6 \cdot 60 + 45 = 81$

Среднегодовые выбросы паров нефтепродукта, т/год (5.2.2), $M = 0.294 \cdot PS \cdot MRS \cdot (KTMAX \cdot KB + KTMIN) \cdot KPSR \cdot KOB \cdot B / (10^7 \cdot RO) = 0.294 \cdot 136 \cdot 81 \cdot (0.9 \cdot 1 + 0.74) \cdot 0.7 \cdot 1.35 \cdot 4977 / (10^7 \cdot 0.81) = 3.084$

Максимальный из разовых выброс паров нефтепродукта, г/с (5.2.1), $G = (0.163 \cdot PS \cdot MRS \cdot KTMAX \cdot KPMAX \cdot KB \cdot VCMAX) / 10^4 = (0.163 \cdot 136 \cdot 81 \cdot 0.9 \cdot 1 \cdot 1 \cdot 40) / 10^4 = 6.46$

Примесь: 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 72.46$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 72.46 \cdot 3.084 / 100 = 2.235$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 72.46 \cdot 6.46 / 100 = 4.68$

Примесь: 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 26.8$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 26.8 \cdot 3.084 / 100 = 0.827$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 26.8 \cdot 6.46 / 100 = 1.73$

Примесь: 0602 Бензол (64)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.35$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.35 \cdot 3.084 / 100 = 0.0108$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.35 \cdot 6.46 / 100 = 0.0226$

Примесь: 0621 Метилбензол (349)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.22$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.22 \cdot 3.084 / 100 = 0.00678$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.22 \cdot 6.46 / 100 = 0.0142$

Примесь: 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.11$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.11 \cdot 3.084 / 100 = 0.00339$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.11 \cdot 6.46 / 100 = 0.0071$

Примесь: 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

Концентрация ЗВ в парах, % масс(Прил. 14), $CI = 0.06$

Среднегодовые выбросы, т/год (5.2.5), $M = CI \cdot M / 100 = 0.06 \cdot 3.084 / 100 = 0.00185$

Максимальный из разовых выброс, г/с (5.2.4), $G = CI \cdot G / 100 = 0.06 \cdot 6.46 / 100 = 0.003876$

Код	Наименование ЗВ	Выброс г/с	Выброс т/год
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.0038760	0.0018500
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	4.6800000	2.2350000
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1.7300000	0.8270000
0602	Бензол (64)	0.0226000	0.0108000
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.0071000	0.0033900
0621	Метилбензол (349)	0.0142000	0.0067800

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6005, Двухфазный нефтегазосепаратор НГС -16

Согласно «Сборника методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами», Алматы, 1996г.

Вредные вещества поступают в атмосферный воздух через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.

Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу через неплотности фланцевых соединений и соединения запорно-регулирующей арматуры произведен по следующей формуле:

$$M = \sum Pi = (\sum gi * ni * \chi_i * Ci) / 3,6$$

где gi – величина утечки потока i -го вида через одно фланцевое уплотнение, соединение запорно-регулирующей арматуры, кг/час;

ni – число неподвижных уплотнений на потоке i -го вида, шт.;

χ_i – доля уплотнений на потоке i -го вида, потерявших герметичность, в долях единицы;

Ci – массовая концентрация вредного компонента i -го вида в потоке в долях единицы

Наиме	gi -	ni -число	χ_i -доля	Ci - массовая	Максимальн	Валовый
-------	--------	-------------	----------------	-----------------	------------	---------

ТОО «НЕДРА КОМ»

но- вание	величина утечки потока i-го вида через одно уплотнени е, кг/час	неподвижны х уплотнений на потоке i- го вида, шт.	уплотнений на потоке i-го вида, потеряв-ших герметичность, в долях единицы	концентраци я вредного компонента в долях единицы	о-разовый выброс, г/с	выброс, т/год
0415 Смесь углеводородов C1-C5						
ЗРА	0.013	10	0.365	0.94	0.012	0.3079
Фланц ы	0.00038	20	0.05	0.94	0.00009	0.0023
Итого:					0.01209	0.3102

РАСЧЕТ ВАЛОВЫХ ВЫБРОСОВ

Источник загрязнения N 6006, Тестовый сепаратор АРГО

Согласно «Сборника методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами», Алматы, 1996г.

Вредные вещества поступают в атмосферный воздух через неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры.

Расчет выбросов вредных веществ в атмосферу через неплотности фланцевых соединений и соединения запорно-регулирующей арматуры произведен по следующей формуле:

$$M = \sum \Pi_i = (\sum g_i * n_i * \chi_i * C_i) / 3,6$$

где g_i – величина утечки потока i-го вида через одно фланцевое уплотнение, соединение запорно-регулирующей арматуры, кг/час;

n_i – число неподвижных уплотнений на потоке i-го вида, шт.;

χ_i – доля уплотнений на потоке i-го вида, потерявших герметичность, в долях единицы;

C_i – массовая концентрация вредного компонента i-го вида в потоке в долях единицы

Наиме но- вание	g_i - величина утечки потока i-го вида через одно уплотнени е, кг/час	n_i -число неподвижны х уплотнений на потоке i- го вида, шт.	χ_i –доля уплотнений на потоке i-го вида, потеряв-ших герметичность, в долях единицы	C_i - массовая концентраци я вредного компонента в долях единицы	Максимальн о-разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год
0415 Смесь углеводородов C1-C5						
ЗРА	0.013	10	0.365	0.94	0.012	0.3079
Фланц ы	0.00038	20	0.05	0.94	0.00009	0.0023
Итого:					0.01209	0.3102

**Исходные данные
на разработку проекта нормативов допустимых выбросов (НДВ) от источников
выбросов в атмосферу для Юго-Западного поднятия месторождения Аксай ТОО
«Недра Ком» на 2022 год**

В соответствии «Программы развития переработки сырого газа на Юго-Западном поднятии месторождения Аксай на 2021-2024 годы» и Протокола №5 от 26 августа 2021 года баланс газа месторождения составляет:

26 августа 2021 года Рабочей группой рассмотрен следующий баланс газа согласно «Программе развития переработки сырого газа на Юго-Западном поднятии месторождения Аксай на 2021-2024 годы»:

Годы	Добыча попутного газа, тыс.м ³	Сжигание сырого газа на факеле, тыс.м ³
2022	438,10	438,10

В ходе рассмотрения, Рабочей группой рекомендовано технологические показатели учитывать с даты проведения заседания.

С чем недропользователь согласился и представил скорректированный баланс.

Скорректированный баланс сырого газа выглядит следующим образом:

Годы	Добыча попутного газа, тыс.м ³	Сжигание сырого газа на факеле, тыс.м ³
2022	438,10	438,10

Источники выбросов вредных веществ

Сжигание сырого газа при пробной эксплуатации Юго-Западного поднятия месторождения Аксай составляет: в период 01.01.2022г – 31.12.2022г. – 438,10 тыс.м³.

№№ пп	Показатели	Един. изм.	Год
			2022
1	Добыча нефти	тыс.т	15,2
2	Добыча газа	тыс.м ³	438,10
3	Газовый фактор (проектный)	м ³ /т	28,88

Согласно проектным решениям на 2022 г. в пробную эксплуатацию будут введены следующие скважины:

- существующая разведочная скважина Аксайский-1;
- опережающая добывающая скважина Аксайский -11 - с 10 марта 2022 г.;
- опережающая добывающая скважина Аксайский -10 – в мае 2022 г.

На Юго-Западном поднятии месторождения Аксай в период пробной эксплуатации предусмотрены: существующая разведочная скважина Аксайский-1, также запроектированы бурение двух проектных опережающих добывающих скважин: Аксайский -10 и Аксайский – 11 (заключение ГЭЭ Номер: KZ55VCY00931555 от 07.06.2021г). Для этих скважин был разработан технический проект, который получил положительное заключение ГЭЭ с разрешением на эмиссии в окружающую среду для объектов I категории за №: KZ88VCZ01111591 от 25.06.2021 г. Согласно данного проекта, строительство 2-х скважин (№№10, 11) запланированы на 2021-2022 годы. Бурение скважины Аксайский -11 – начало I квартала 2022 года, с дальнейшей эксплуатацией.

Каждая добывающая скважина будет оборудоваться замерным 2-х фазным сепаратором для учета добычи жидкости и исследования скважин, накопительными емкостями в количестве 2 ед. (V=50 м³) для сбора нефтяной эмульсии и факельной

установкой.

- Тестовый сепаратор «АРГО» для замера дебитов;
- Двухфазный нефтегазосепаратор НГС-16 (1 ступень сепарации);
- Накопительная емкость (V=50 м³), 2 ед. (концевая ступень сепарации);
- Факельная установка;
- Нефтеналивная площадка.

Факел (Аксайский -1)

В состав индивидуальной системы сбора скважинной продукции на каждой скважине добывающего фонда предусмотрен факел.

Источники организованные, устье факела для сжигания попутного газа, труба диаметром 0,94 м, высотой 20 м.

Время работы 24 часа в сутки, 365 сут. в год, 8760 часов в год.

Объем сжигаемого газа составляет 0,176303 млн.м³.

Факел (Аксайский -10)

Опережающая добывающая скважина Аксайский-10 будет введена в эксплуатацию в мае 2022 года.

Время работы 24 часа в сутки, 245 сут. в год, 5880 часов в год.

Объем сжигаемого газа составляет 0,143457 млн.м³.

Факел (Аксайский -11)

Опережающая добывающая скважина Аксайский-11 будет введена в эксплуатацию с 10 марта 2022 года (согласно графика бурения Приложение).

Время работы 24 часа в сутки 297 сут. в год, 7128 часов в год.

Объем сжигаемого газа составляет 0,11834 млн.м³.

Итого: общий объем сжигаемого газа составит 0,4381 млн.м³.

Энергоснабжение будет осуществляться от стационарного источника электроэнергии ДЭС (дизельная электростанция). Для хранения дизельного топлива предусмотрен резервуар. Часовой расход дизельного 15.594 кг/час.

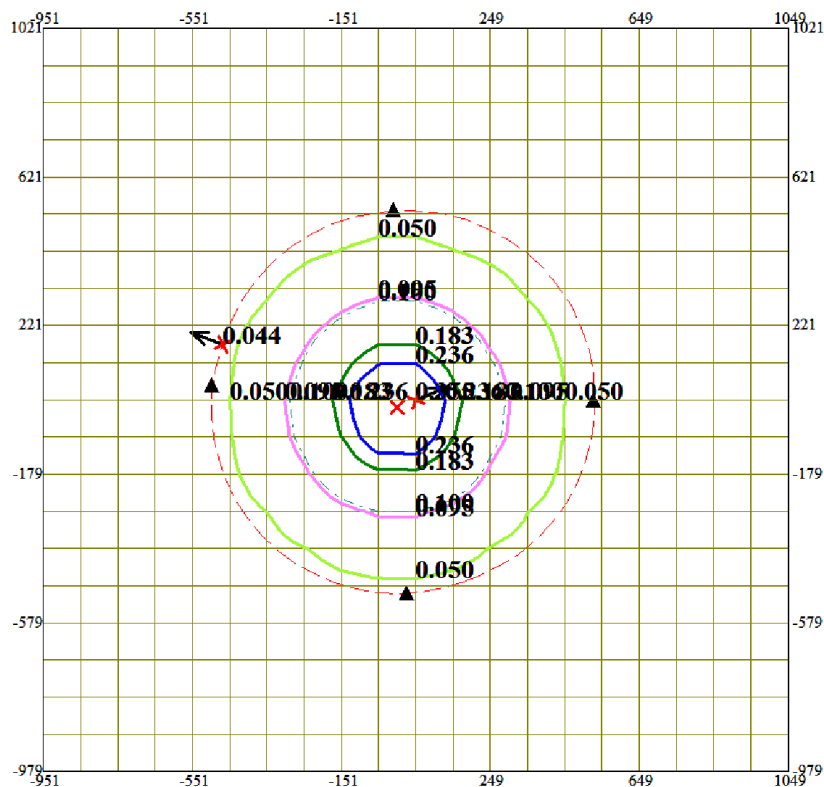
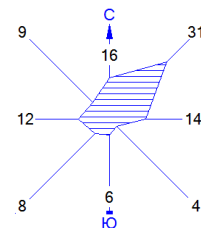
ТОО «Недра Ком»



С. Сейтжанов

Результаты расчета рассеивания загрязняющих веществ

Город : 742 Кызылординская область
 Объект : 0510 ТОО "Недра Ком" м/р Аксай на 2022 год
 нормируемый Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 2754 Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)



Изолинии в долях ПДК

- 0.050 ПДК
- 0.095 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.183 ПДК
- 0.236 ПДК

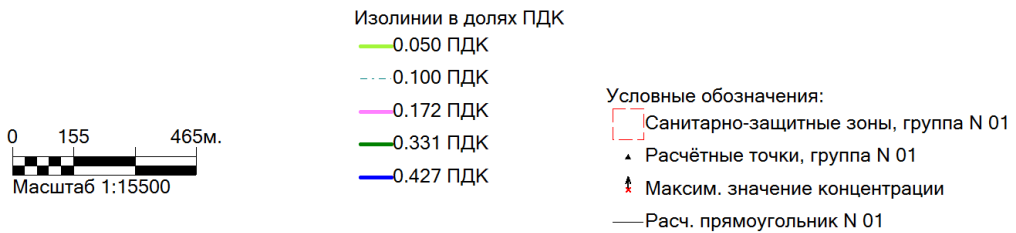
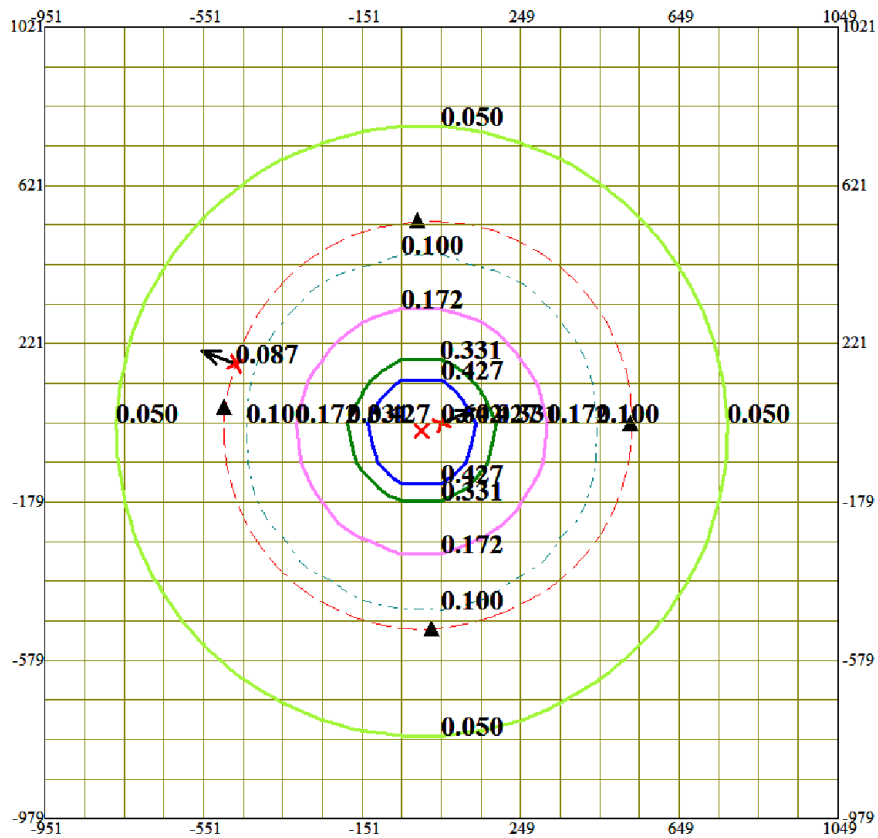
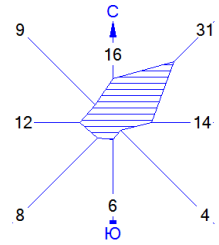
Условные обозначения:

- Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ▲ Расчётные точки, группа N 01
- ▲ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

0 155 465м.
 Масштаб 1:15500

Макс концентрация 0.3553997 ПДК достигается в точке $x= 49$ $y= 21$
 При опасном направлении 247° и опасной скорости ветра 3.65 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2000 м, высота 2000 м,
 шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 21×21
 Расчет на существующее положение.

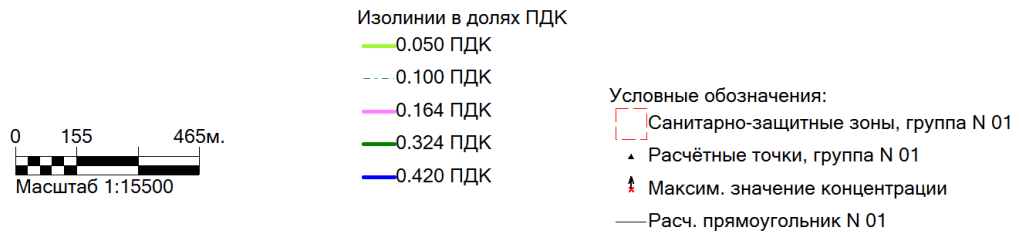
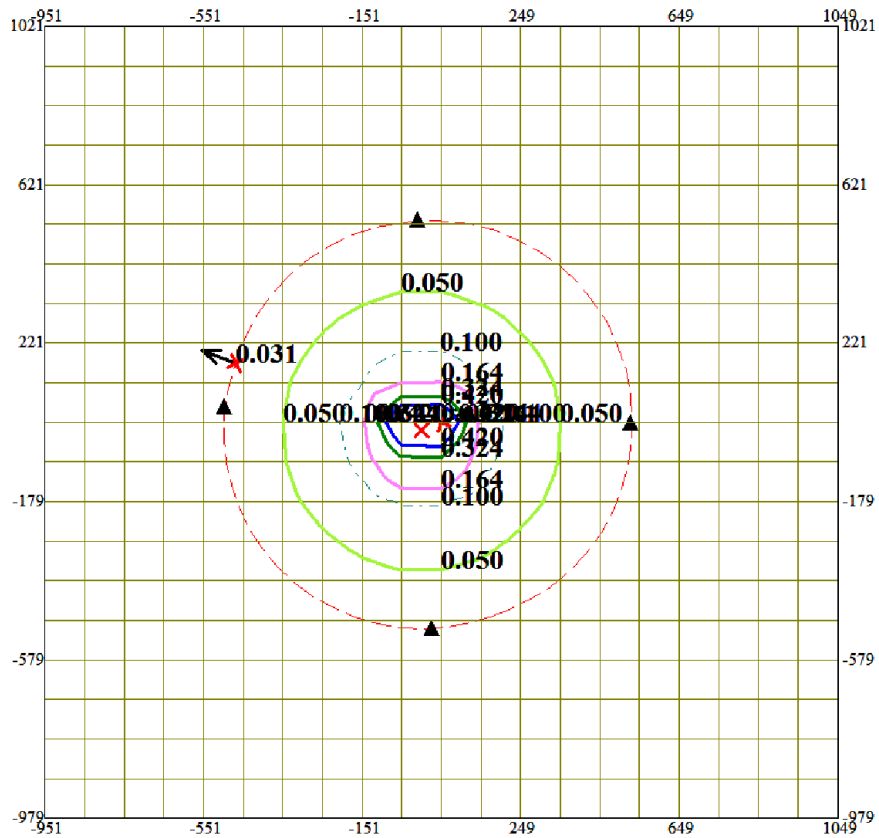
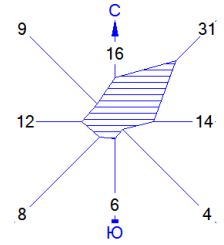
Город : 742 Кызылординская область
 Объект : 0510 ТОО "Недра Ком" м/р Аксай на 2022 год
 нормируемый Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)



Макс концентрация 0.64156 ПДК достигается в точке $x= 49$ $y= 21$
 При опасном направлении 247° и опасной скорости ветра 3.71 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2000 м, высота 2000 м,
 шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 21*21
 Расчёт на существующее положение.

ТОО «НЕДРА КОМ»

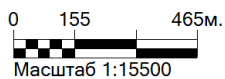
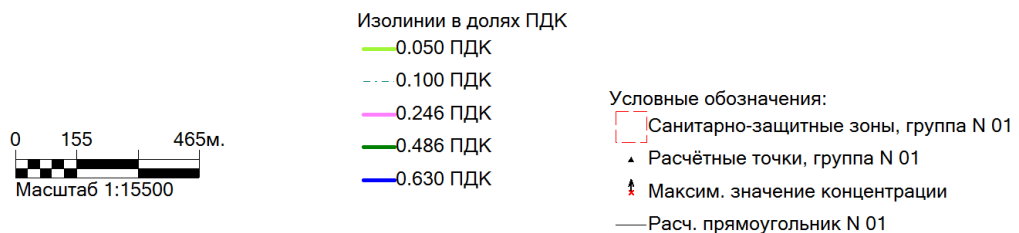
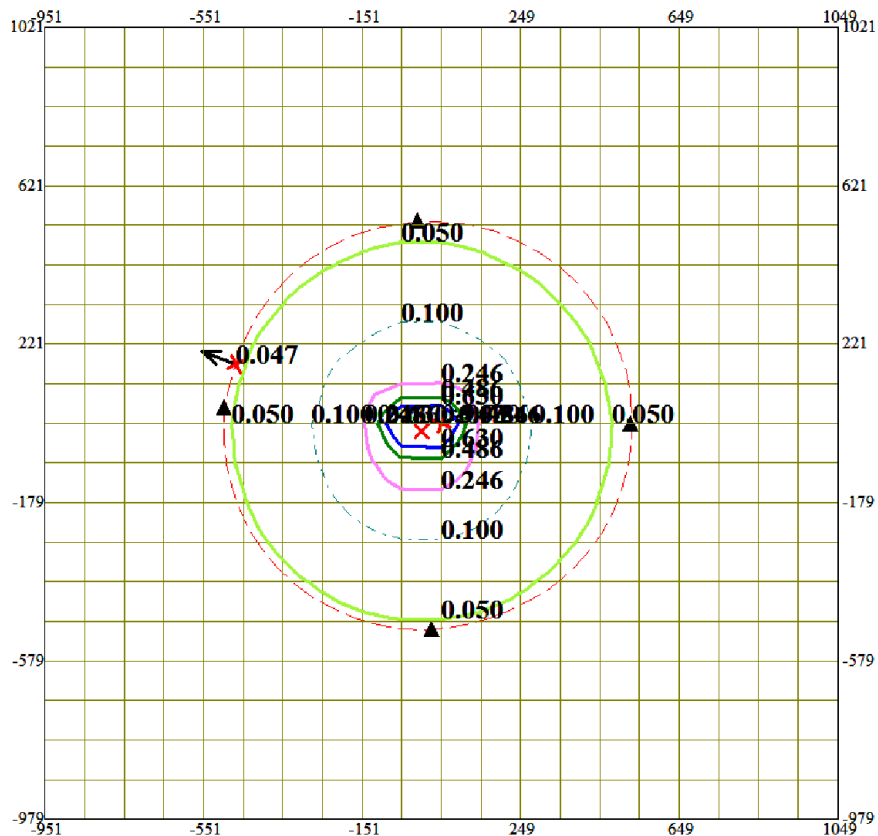
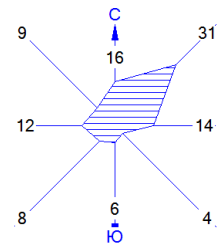
Город : 742 Кызылординская область
 Объект : 0510 ТОО "Недра Ком" м/р Аксай на 2022 год
 нормируемый Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0621 Метилбензол (349)



Макс концентрация 0.6315224 ПДК достигается в точке $x= 49$ $y= 21$
 При опасном направлении 247° и опасной скорости ветра 0.77 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2000 м, высота 2000 м,
 шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 21×21
 Расчет на существующее положение.

ТОО «НЕДРА КОМ»

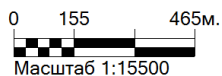
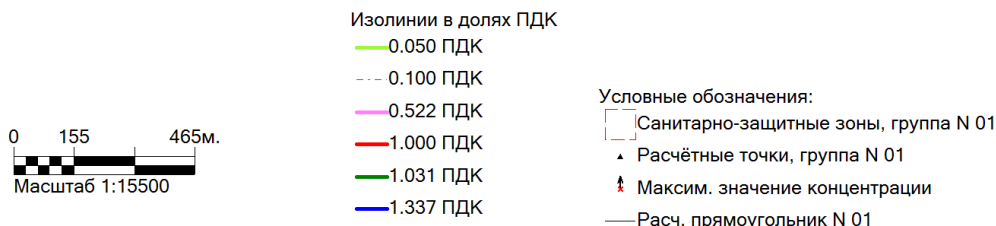
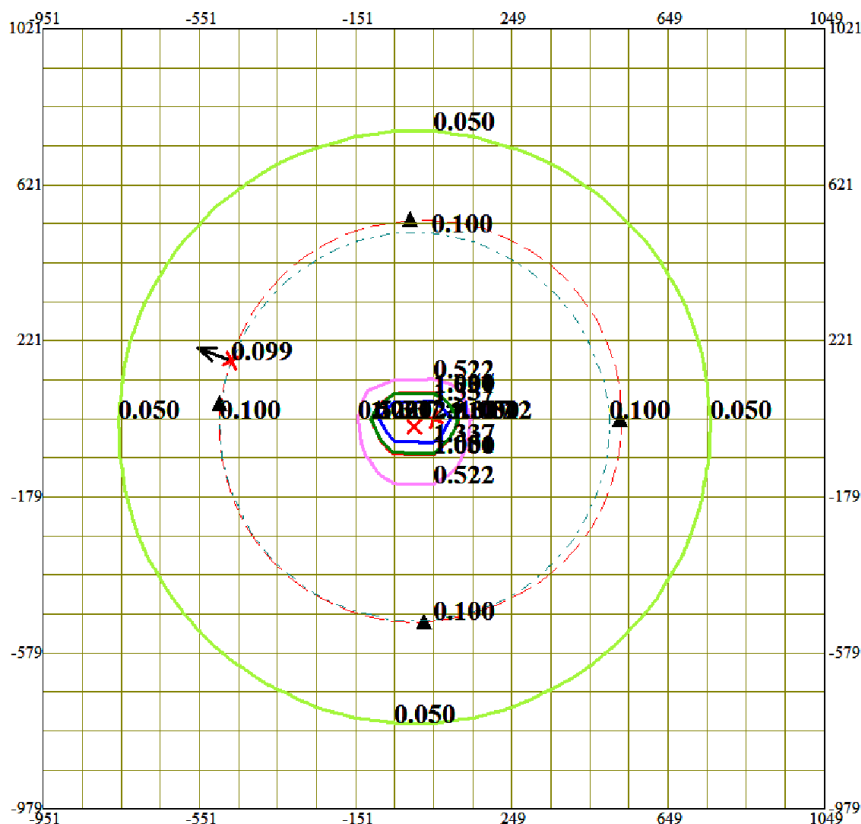
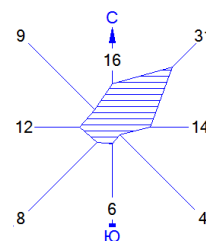
Город : 742 Кызылординская область
 Объект : 0510 ТОО "Недра Ком" м/р Аксай на 2022 год
 нормируемый Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0616 Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)



Макс концентрация 0.9472836 ПДК достигается в точке $x= 49$ $y= 21$
 При опасном направлении 247° и опасной скорости ветра 0.77 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2000 м, высота 2000 м,
 шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 21×21
 Расчёт на существующее положение.

ТОО «НЕДРА КОМ»

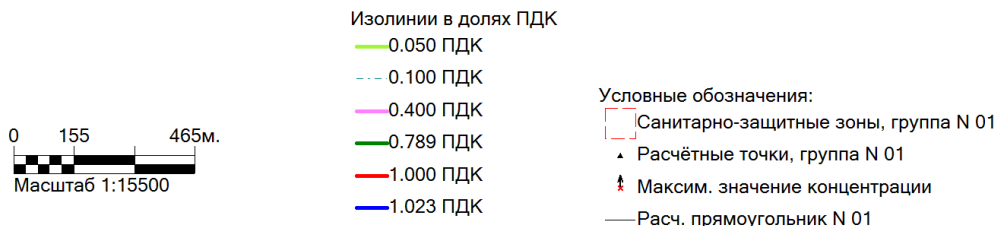
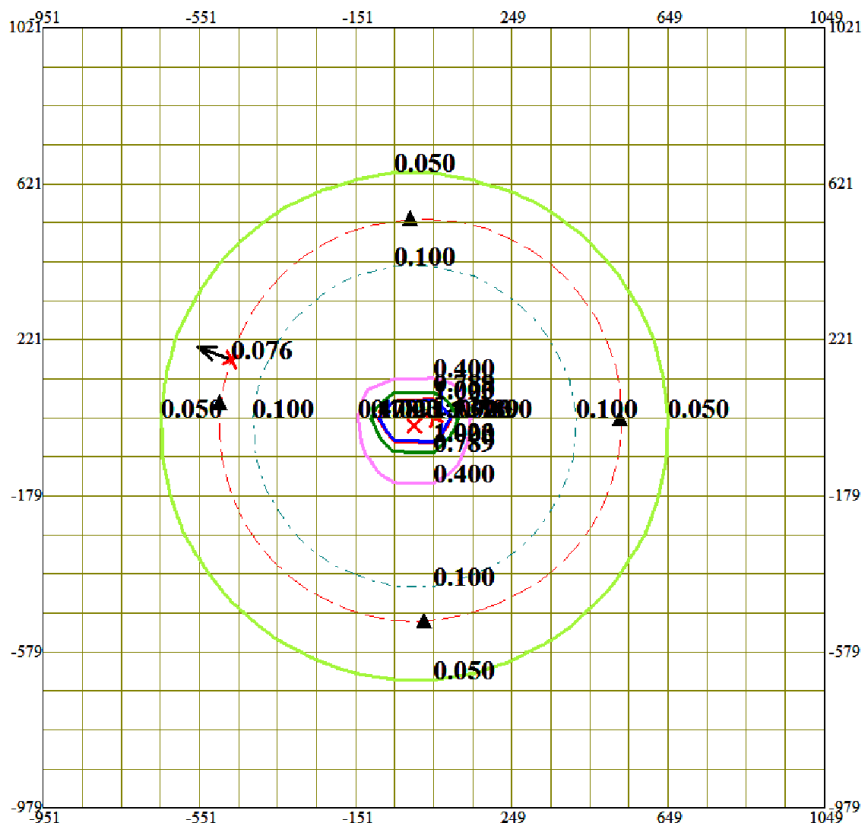
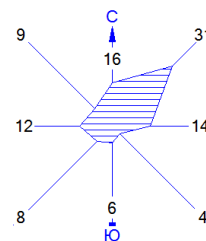
Город : 742 Кызылординская область
 Объект : 0510 ТОО "Недра Ком" м/р Аксай на 2022 год
 нормируемый Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0602 Бензол (64)



Макс концентрация 2.0101981 ПДК достигается в точке $x= 49$ $y= 21$
 При опасном направлении 247° и опасной скорости ветра 0.77 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2000 м, высота 2000 м,
 шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 21×21
 Расчёт на существующее положение.

ТОО «НЕДРА КОМ»

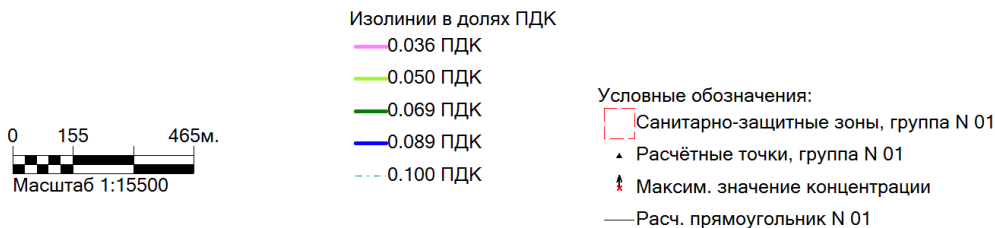
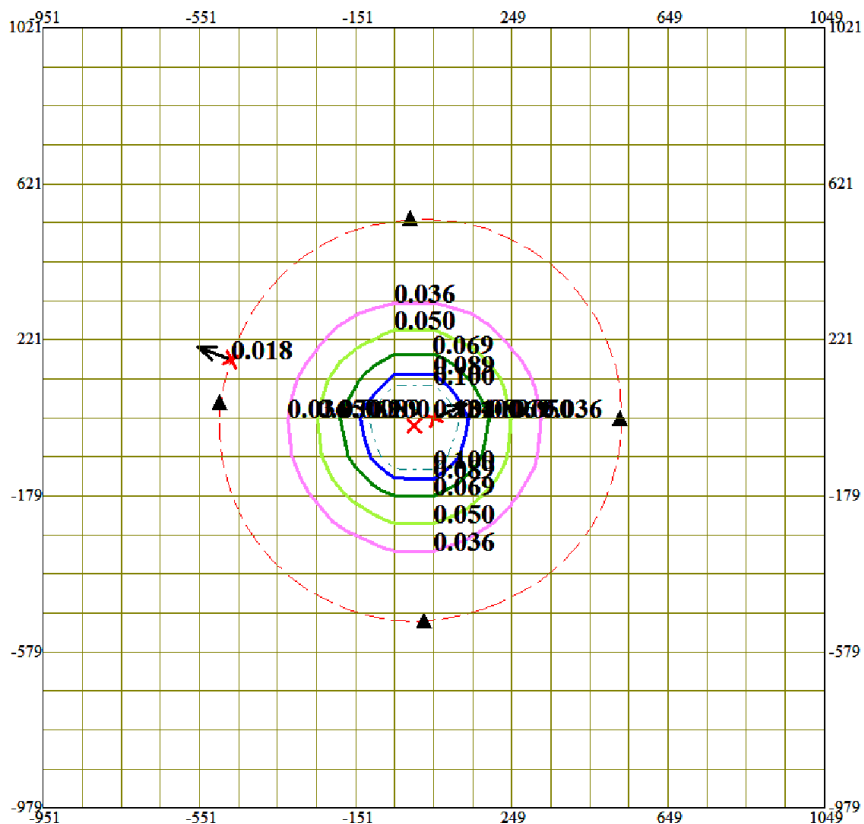
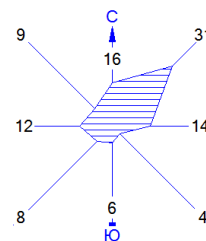
Город : 742 Кызылординская область
 Объект : 0510 ТОО "Недра Ком" м/р Аксай на 2022 год
 нормируемый Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)



Макс концентрация 1.53878 ПДК достигается в точке $x= 49$ $y= 21$
 При опасном направлении 247° и опасной скорости ветра 0.77 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2000 м, высота 2000 м,
 шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 21×21
 Расчёт на существующее положение.

ТОО «НЕДРА КОМ»

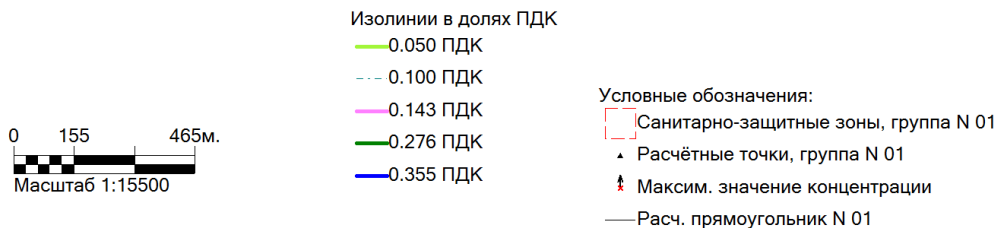
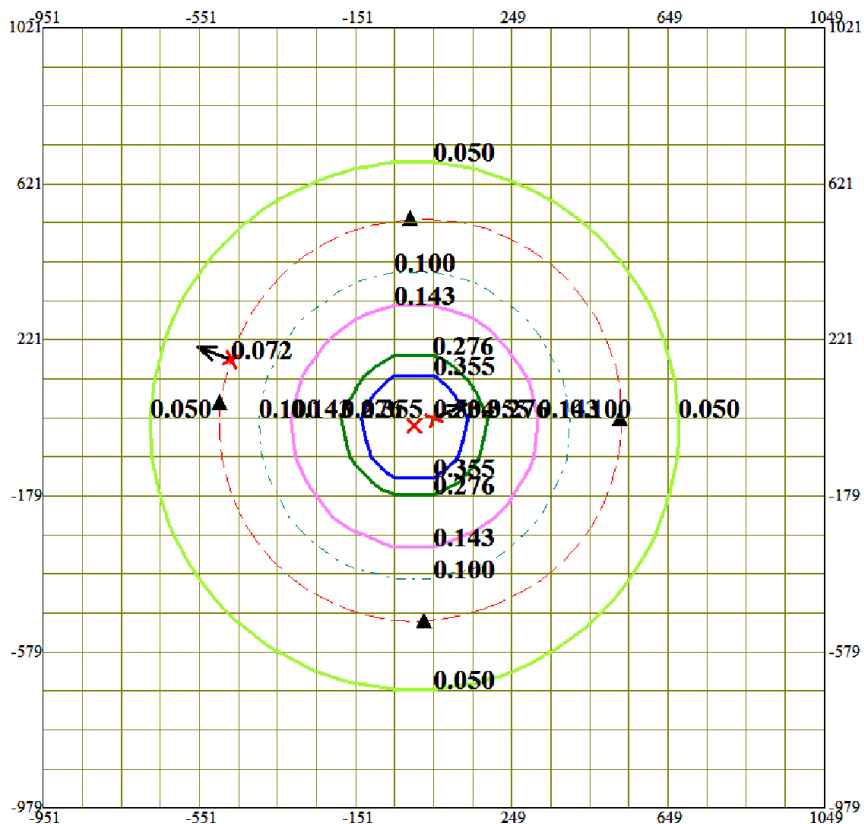
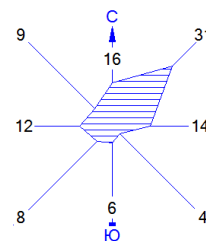
Город : 742 Кызылординская область
 Объект : 0510 ТОО "Недра Ком" м/р Аксай на 2022 год
 нормируемый Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)



Макс концентрация 0.1338839 ПДК достигается в точке $x= 49$ $y= 21$
 При опасном направлении 247° и опасной скорости ветра 3.71 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2000 м, высота 2000 м,
 шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 21×21
 Расчет на существующее положение.

ТОО «НЕДРА КОМ»

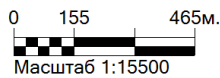
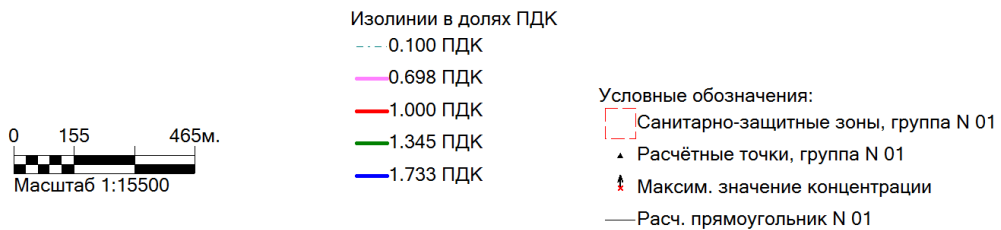
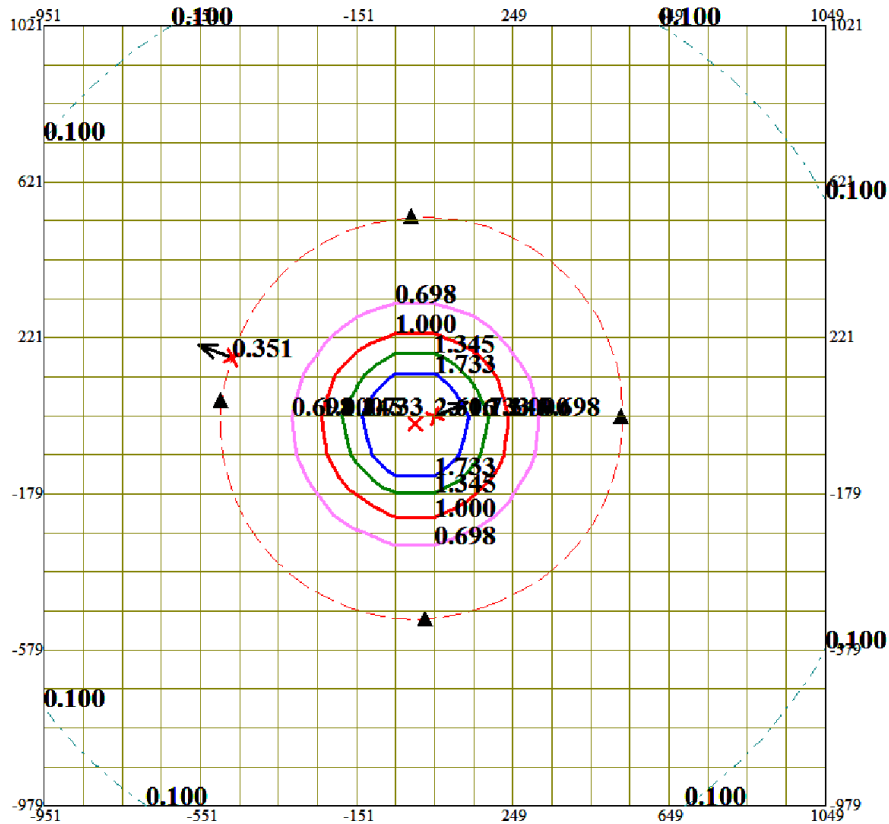
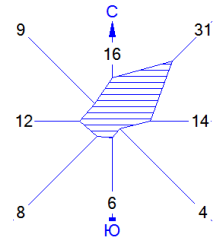
Город : 742 Кызылординская область
 Объект : 0510 ТОО "Недра Ком" м/р Аксай на 2022 год
 нормируемый Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)



Макс концентрация 0.534222 ПДК достигается в точке $x=49$ $y=21$
 При опасном направлении 247° и опасной скорости ветра 3.71 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2000 м, высота 2000 м,
 шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 21×21
 Расчет на существующее положение.

ТОО «НЕДРА КОМ»

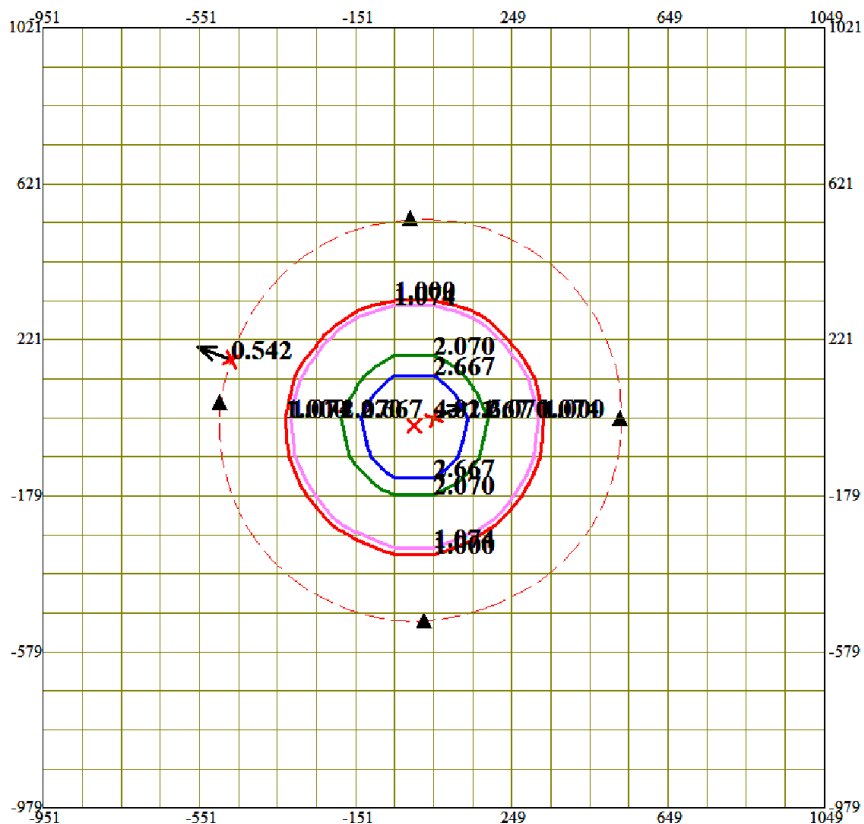
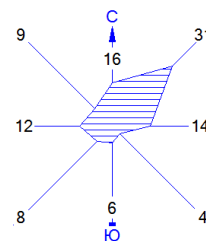
Город : 742 Кызылординская область
 Объект : 0510 ТОО "Недра Ком" м/р Аксай на 2022 год
 нормируемый Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



Макс концентрация 2.6063373 ПДК достигается в точке $x= 49$ $y= 21$
 При опасном направлении 247° и опасной скорости ветра 3.71 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2000 м, высота 2000 м,
 шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 21*21
 Расчёт на существующее положение.

ТОО «НЕДРА КОМ»

Город : 742 Кызылординская область
 Объект : 0510 ТОО "Недра Ком" м/р Аксай на 2022 год
 нормируемый Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



Изолинии в долях ПДК

- 1.000 ПДК
- 1.074 ПДК
- 2.070 ПДК
- 2.667 ПДК

Условные обозначения:

- ▭ Санитарно-защитные зоны, группа N 01
- ▲ Расчётные точки, группа N 01
- ↑ Максим. значение концентрации
- ▭ Расч. прямоугольник N 01



Макс концентрация 4.0107498 ПДК достигается в точке $x= 49$ $y= 21$
 При опасном направлении 247° и опасной скорости ветра 3.71 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 2000 м, высота 2000 м,
 шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 21×21
 Расчет на существующее положение.

«ҚАЗГИДРОМЕТ» РМК РГП «ҚАЗГИДРОМЕТ»

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭКОЛОГИЯ, МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ, ГЕОЛОГИИ
ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ РЕСУРСТАР И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ РЕСПУБЛИКИ
МИНИСТРЛІГІ КАЗАХСТАН

05.11.2021

1. Город -
2. Адрес - **Казахстан, Кызылординская область, Сырдарьинский район**
4. Организация, запрашивающая фон - **ТОО "Effect Group"**
5. Объект, для которого устанавливается фон - **Юго-Западное поднятия месторождения Аксай ТОО "Недра Ком"**
Разрабатываемый проект - **Проект нормативов допустимых выбросов**
6. **загрязняющих веществ в атмосферу для Юго-Западного поднятия месторождения Аксай ТОО «НЕДРА КОМ» НА 2022 ГОД**
7. Перечень вредных веществ, по которым устанавливается фон: **Азота диоксид, Взвеш.в-ва, Диоксид серы, Азота оксид, Сероводород**

В связи с отсутствием наблюдений за состоянием атмосферного воздуха в Казахстан, Кызылординская область, Сырдарьинский район, село Теренозек выдача справки о фоновых концентрациях загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не представляется возможным.

**План технических мероприятий
по снижению выбросов загрязняющих веществ с целью достижения нормативов допустимых выбросов на 2022 год**

Наименование мероприятий	Наименование вещества	Номер источника выброса на карте-схеме предприятия	Значение выбросов				Срок выполнения мероприятий		Затраты на реализацию мероприятий	
			До реализации мероприятий		После реализации мероприятий		Начало	Окончание	Капиталовложения	Основная деятельность
			г/с	т/год	г/с	т/год				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Профилактика технологического оборудования	Углеводороды	Перечень ИЗА (ЗРА и ФС) показан в план-графике	0,07254	1,94295	-	-	январь	декабрь	220 тыс.тенге	Предотвращение выбросов вредных веществ в атмосферный воздух через неплотности запорной арматуры и фланцевых соединений.
В целом по предприятию в результате всех мероприятий			0,07254	1,94295	-	-			220 тыс.тенге	-

№ 04-0/7689-вн от 28.08.2021

Министерство энергетики Республики Казахстан
Рабочая группа по выработке предложений по утверждению Программ
развития переработки сырого газа, внесению изменений и дополнений
в утвержденные Программы утилизации газа и Программы развития
переработки сырого газа

Протокол № 5

г. Нур-Султан

26 августа 2021 года

Участвовали:

Карагаев Ж.Г. – Вице-министр энергетики Республики Казахстан, Председатель;

Арымбек К.Б. – директор Департамента государственного контроля в сферах углеводородов и недропользования МЭ РК, член.

Байтереков Д.С. – директор Департамента юридической службы МЭ РК, член;

Абилханров Д.Т. – заместитель директора Департамента газа и нефтегазохимии МЭ РК, член;

Ештай Д.Б. – главный эксперт Управления добычи, транспортировки и переработки газа Департамента газа и нефтегазохимии МЭ РК, секретарь;

Жалдаев Н.К. – директор Департамента геологоразведки АО «КазТрансГаз», член;

Мусаев Д.Ж. – директор Департамента переработки сырого газа и развитию газохимии АО «КазТрансГаз», член.

Об обращении недропользователя ТОО «Недра Ком» по рассмотрению «Программы развития переработки сырого газа на Юго-Восточном поднятии месторождения Аксай на 2021-2024 годы».

Действующим проектным документом является «Проект пробной эксплуатации Юго-Западного поднятия месторождения Аксай» (Протокол ЦКРР от 22 июля 2021 года № 15/8).

В соответствии с пунктом 3 статьи 147 Кодекса РК «О недрах и недропользовании», Приказом Министра энергетики РК от 5 мая 2018 года №165 «Об утверждении формы программы развития переработки сырого газа» и на основании вышеуказанного проектного документа разработана настоящая программа.

26 августа 2021 года Рабочей группой рассмотрен следующий баланс газа согласно «Программе развития переработки сырого газа на Юго-Восточном поднятии месторождения Аксай на 2021-2024 годы»:

Годы	Добыча попутного газа, тыс.м ³	Сжигание сырого газа на факеле, тыс.м ³
01.06.31.12.2021	150,52	150,52
2022	438,10	438,10
2023	467,03	467,03
01.01.-31.05.2024	183,66	183,66

В ходе рассмотрения, Рабочей группой рекомендовано технологические показатели учитывать с даты проведения заседания.

С чем недропользователь согласился и представил скорректированный баланс.

Скорректированный баланс сырого газа выглядит следующим образом:

Годы	Добыча попутного газа, тыс.м ³	Сжигание сырого газа на факеле, тыс.м ³
26.08.-31.12.2021	99,705	99,705
2022	438,10	438,10
2023	467,03	467,03
01.01.-31.05.2024	183,66	183,66

Проголосовали:

За – 6 (Карагаев Ж.Г., Арымбек К.Б., Байтереков Д.С., Абилхаиров Д.Т., Жалдаев Н.К., Мусаев Д.Ж.);

Против – 0.

Отсутствовали – 3 (Шакиров С.С., Каримов С.С., Бубенцов М.В.).

По итогам заседания Рабочей группы принято РЕШЕНИЕ:

1. Рекомендовать к утверждению представленную недропользователем ТОО «Недра Ком» «Программу развития переработки сырого газа на Юго-Восточном поднятии месторождения Аксай на 2021-2024 годы» с технологическими показателями на период 26.08.2021-31.05.2024 гг.

2. Сжигание сырого газа при пробной эксплуатации Юго-Западного поднятия месторождения Аксай составляет: в период 26.08.-31.12.2021г. – **99,705 тыс.м³**, в 2022 году **438,1 тыс. м³**, в 2023 году - **467,03 тыс. м³**, в период **01.01.-31.05.2024г. - 183,66 тыс.м³**.

Сжигание сырого газа осуществляется согласно требованиям Методики расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию, утвержденной Приказом Министра энергетики Республики от 5 мая 2018 года № 164.

3. В соответствии с Формой отчета о выполнении программы развития переработки сырого газа, утвержденной приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 5 мая 2018 года № 166, недропользователю ТОО «Недра Ком» по итогам 2021 года представить не позднее 25 января 2022 года, по итогам 2022 года не позднее 25 января 2023 года, по итогам 2023 года не позднее 25 января 2024 года и по итогам 2024 года не позднее 25 января 2025 года отчет о ходе выполнения «Программы развития переработки сырого газа на Юго-Восточном поднятии месторождения Аксай на 2021-2024 годы» в Министерство энергетики Республики Казахстан.

**Председатель
Рабочей группы**

Ж. Карагаев

**Секретарь
Рабочей группы**

Д. Ештай

Согласовано

28.08.2021 11:52 Байтереков Данияр Сейдуллаевич

28.08.2021 11:57 Арымбек Құдайберген Берікұлы

28.08.2021 12:02 Ештай Даулет Бақтиярұлы

28.08.2021 12:04 Абилхаиров Даурен Турганбаевич

Подписано

28.08.2021 12:06 Карагаев Жумабай Габбасович

Министерство энергетики Республики Казахстан - Ештай Д. Б.

1 - 1

Қазақстан Республикасының Энергетика
министрлігі



Министерство энергетики Республики
Казахстан

Нұр-Сұлтан қ., ДАҢҒЫЛЫ ҚАБАНБАЙ
БАТЫРА, № 19, блок А үй

г.Нур-Сұлтан, ПРОСПЕКТ КАБАНБАЙ
БАТЫРА, дом № 19, блок А

Шикі газды алау етіп жағуға рұқсат

Нөмірі: KZ03VPC00015919

Берілген орны: Астана қ.

Берілген күні: 24.09.2021

Берілді:

"Недра Ком" жауапкершілігі шектеулі серіктестігі

(жер қойнауын пайдаланушының атауы (оператор келісім-шарт бойынша сенімгерлікпен басқарушының жер қойнауын пайдалану))

Кен орны, ұңғыма:

Юго-Западное поднятие месторождения Аксай, ,

(кен орны (құрылымы), ұңғыма нөмірі)

Көлемінде:

0,4381 млн. м³

(газды шикі жағудың рұқсат етілген көлемі)

Шикі газды жағу түрі:

при пробной эксплуатация месторождения

(шикі газды жағу түрі)

Рұқсаттың қолдану мерзімі:

01.01.2022 - 31.12.2022

(дайындық және қорытынды жұмыстарды ескере отырып рұқсаттың қолдану кезеңі)

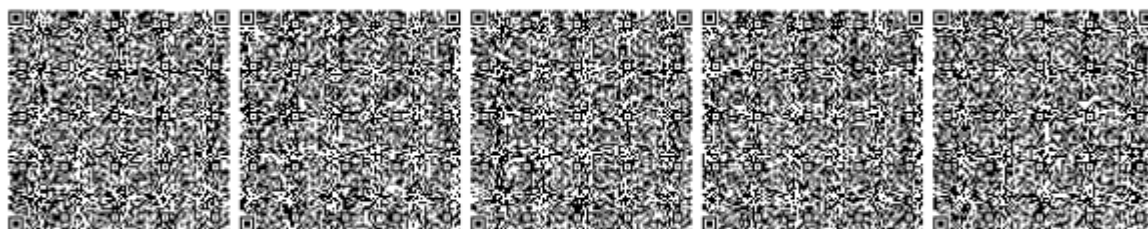
Ескерту:

Кен орнын сынамалы пайдалану кезінде шикі газды жағу көлемі – 0, 4381 млн.м3.

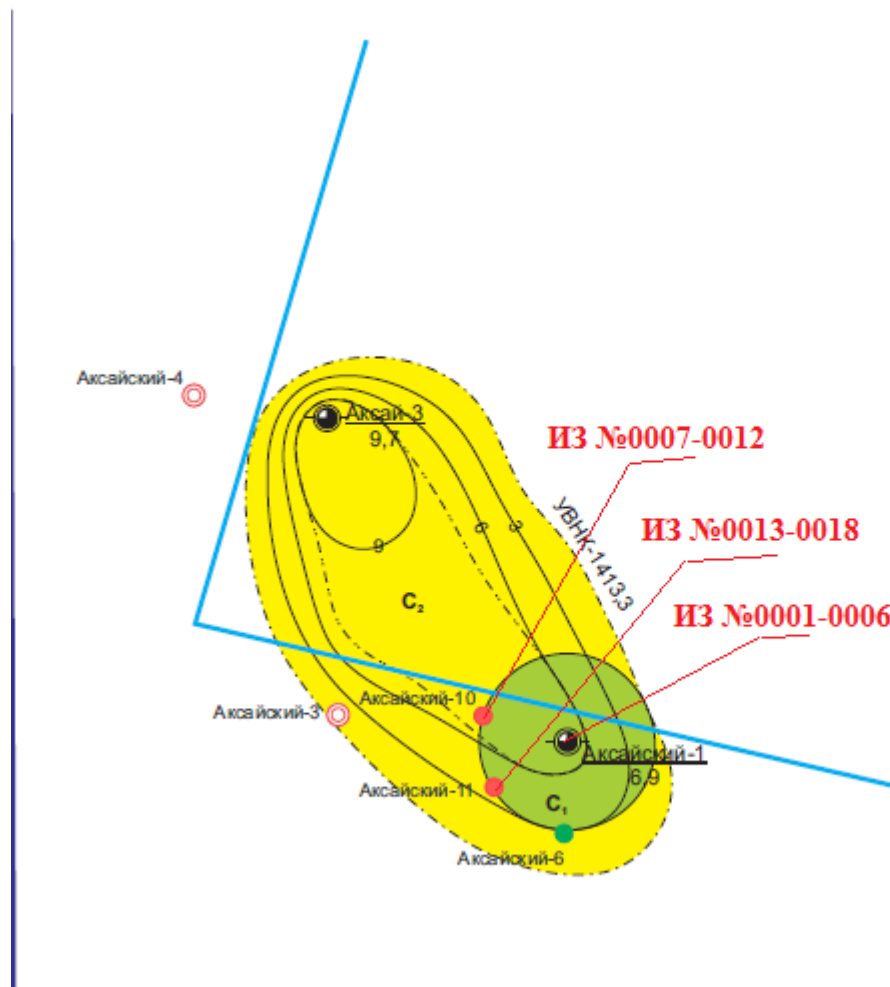
Директор

Арымбек Құдайберген Берқұлы

тегі, аты, әкесінің аты (бар болған жағдайда)



Структурная карта по кровле продуктивного горизонта М-I с нанесенными источниками вредных выбросов



- ИЗ №0001, Факел (Аксайский -1)
- ИЗ №0002, Дизельная электростанция
- ИЗ №0003, Накопительная емкость 50 м3
- ИЗ №0004, Накопительная емкость 50 м3
- ИЗ №0005, Емкость для дизтоплива
- ИЗ №0006, Наливная эстакада
- ИЗ №0007, Факел (Аксайский -10)
- ИЗ №0008, Дизельная электростанция
- ИЗ №0009, Накопительная емкость 50 м3
- ИЗ №0010, Накопительная емкость 50 м3
- ИЗ №0011, Емкость для дизтоплива
- ИЗ №0012, Наливная эстакада
- ИЗ №0013, Факел (Аксайский -11)
- ИЗ №0014, Дизельная электростанция
- ИЗ №0015, Накопительная емкость 50 м3
- ИЗ №0016, Накопительная емкость 50 м3
- ИЗ №0017, Емкость для дизтоплива
- ИЗ №0018, Наливная эстакада



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

24.04.2014 года01653P

Выдана Товарищество с ограниченной ответственностью "Effect group"
 120000, Республика Казахстан, Кызылординская область, Кызылорда Г.А., г.Кызылорда,
 СУЛЕЙМЕНОВА, дом № 7., БИН: 140240025703
 (полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица /
 полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН 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 лицензировании»)

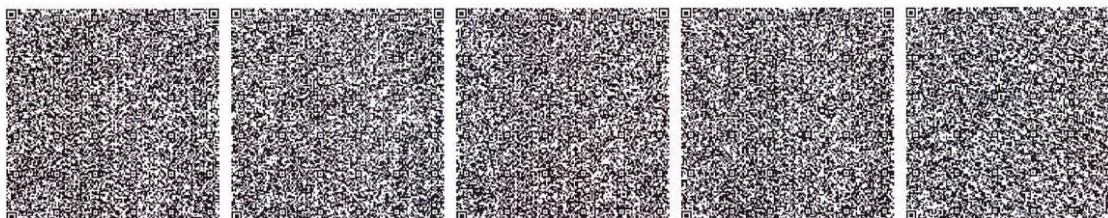
Вид лицензии генеральная

**Особые условия
 действия лицензии** (в соответствии со статьей 9-1 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)

Лицензиар Комитет экологического регулирования и контроля Министерства окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан. Министерство окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан.
 (полное наименование лицензиара)

**Руководитель
 (уполномоченное лицо)** ТАУТЕЕВ АУЕСБЕК ЗПАШЕВИЧ
 (фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)

Место выдачи г.Астана



Берілген құжат «Электрондық құжат және электрондық шифрлік қолтаңба туралы» 2003 жылғы 7 қантардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатқа тең.
 Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе

**ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ
ЛИЦЕНЗИИ**Номер лицензии **01653P**Дата выдачи лицензии **24.04.2014 год****Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности**

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

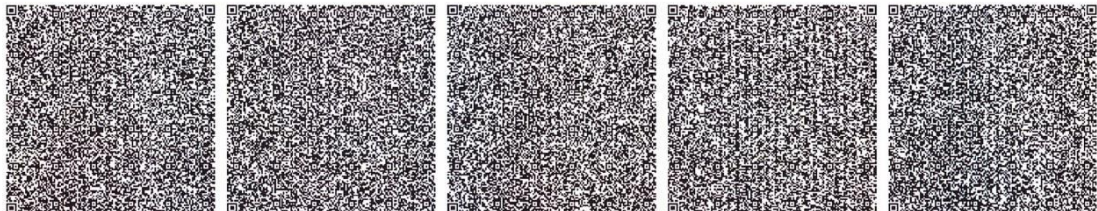
Производственная база **город Кызылорда, улица Кыдырова, дом 7**

(местонахождение)

Лицензиат **Товарищество с ограниченной ответственностью "Effect group"**120000, Республика Казахстан, Кызылординская область, Кызылорда Г.А., г.
Кызылорда, СУЛЕЙМЕНОВА, дом № 7., БИН: 140240025703
(полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия,
имя, отчество, реквизиты ИИН физического лица)Лицензиар **Комитет экологического регулирования и контроля Министерства
окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан, Министерство
окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан.**
(полное наименование лицензиара)Руководитель
(уполномоченное лицо) ТАУТЕЕВ АУЕСБЕК ЗПАШЕВИЧ
фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиараНомер приложения к
лицензии 001Дата выдачи приложения
к лицензии 24.04.2014

Срок действия лицензии

Место выдачи г.Астана



Берілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтабыс туралы» 2003 жылғы 7 қаңтардағы Қазақстан Республикасы Заңының 1 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатқа тең.
Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе.