

**Проект
нормативов допустимых выбросов
загрязняющих веществ от источников выбросов
для объектов по добыче газа
ТОО «ТетисАралГаз» на 2023 – 2027 гг.**

Финансовый директор

Сулейманов Е.

Список исполнителей

Должность	Исполнитель, ФИО
Старший эколог ТОО «ТетисАралГаз»	Мурзагалиева Ж.К.
Эколог ТОО «ТетисАралГаз»	Жекеева А.

Аннотация

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ разработан для объектов месторождения газа Аккулковское и Кызылой ТОО «ТетисАралГаз», расположенных в частично в Байганинском и в Шалкарском районах Актюбинской области. Проект нормативов эмиссий для ТОО «ТетисАралГаз» выполнен в двух частях:

Часть 1 - Проект нормативов эмиссий от источников выбросов для объектов по добыче газа ТОО «ТетисАралГаз» на 2019-2022гг.

Часть 2 - Приложения к «Проекту нормативов эмиссий веществ в атмосферу от источников выбросов для объектов по добыче газа ТОО «ТетисАралГаз» на 2023-2027гг.»

В представленном проекте нормативов НДВ определены объемы выбросов загрязняющих веществ, выделяющихся при проведении работ на объектах по добыче газа:

- эксплуатация м/р газа Кызылой
- эксплуатация м/р газа Аккулковское
- эксплуатация дожимной компрессорной станции (ДКС)

В проекте определено количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, а также их качественные и количественные характеристики на срок нормирования выбросов, выполнены расчеты уровня загрязнения атмосферного воздуха. Представлены нормативы предельно допустимых выбросов по веществам на 2023- 2027 годы с учетом перспективы развития предприятия, рекомендации по организации системы контроля за соблюдением НДВ.

Основными источниками загрязнения атмосферы являются газотурбинные установки, газовые генераторы, технологическое оборудование пунктов подготовки газа, неплотности оборудования, дизельгенераторы и пр.

На площадках инвентаризацией выявлено 223 источников выбросов загрязняющих веществ, из них организованных – 127 и неорганизованных – 96. Количество источников выбросов на площадке ДКС составляет 98, из них организованных 72, неорганизованных – 26. На м/р Кызылой количество источников выбросов составляет - 64, организованных - 29, неорганизованных – 35. На м/р Аккулковское количество источников выбросов составляет - 61, организованных - 26, неорганизованных – 35.

В атмосферу ежегодно выбрасываются загрязняющие вещества 26-ти наименований и 6-ми групп суммаций.

Общее количество выбросов загрязняющих веществ в целом по предприятию составило:

В 2022 году – 874,35092836 т/год, в том числе: твердых – 8,70535409268 т/год, жидких и газообразных – 865,6455743 т/год.

В 2023-2027 гг – 1008,82268809268 т/год, в том числе: твердых – 8,70535409268 т/год, жидких и газообразных – 1000,117334 т/год.

По программному комплексу «ЭРА», реализующему методику РНД 211.2.01-97 (ОНД-86), проведено комплексное моделирование максимальных приземных концентраций. Результаты расчетов рассеивания приземных концентраций приводятся в проекте в виде таблиц и карт рассеивания.

Нормативно допустимый выброс (НДВ) - масса вещества в отходящих газах, максимально допустимая к выбросу в атмосферу в единицу времени.

НДВ устанавливается для каждого источника загрязнения атмосферы (и для каждой примеси, выбрасываемой этим источником) таким образом, что выбросы вредных веществ от данного источника и от совокупности источников с учетом перспективы развития промышленных предприятий и рассеивания вредных веществ в атмосфере не создают приземную

концентрацию, превышающую их ПДК_{мр}.

На основании анализа проведенного моделирования разработаны предложения по установлению нормативов предельных выбросов на 2023-2027гг. Согласно условию методики по определению НДВ, выбросы предприятия принимаются за предельно допустимые, так как максимальные приземные концентрации выбрасываемых веществ на границе санитарно-защитной зоны не превышают ПДК для населенных мест.

Величина предварительной платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух от стационарных источников составляет 24 667 517,46 тенге.

Оглавление

Аннотация	3
ВВЕДЕНИЕ	6
РАЗДЕЛ 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПЕРАТОРЕ	7
1.1. Общие сведения об операторе.....	7
1.2 Карта-схема района размещения объекта	8
1.3. Особо охраняемые природные территории, памятники архитектуры	8
1.4. Краткая характеристика климатических условий района расположения предприятия	8
1.5. Сведения об эпидемиологическом благополучии населения по Актюбинской области	9
2.1. Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования	11
Месторождение Кызылой	11
Месторождение Аккулковское.....	13
Дожимная компрессорная станция (ДКС)	15
2.2. Краткая характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.....	20
2.3. Краткая характеристика существующего пылеулавливающего оборудования	21
2.4. Перспектива развития предприятия	21
2.5. Обоснование полноты и достоверности исходных данных	21
2.6. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу	24
2.7. Характеристика залповых и аварийных выбросов.....	29
2.8. Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета ПДВ	35
РАЗДЕЛ 3. ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО НОРМАТИВАМ ПДВ	36
3.1. Моделирование и анализ расчетных приземных концентраций загрязняющих веществ	36
3.2. Предложения по нормативам допустимых выбросов	42
РАЗДЕЛ 4. ОБОСНОВАНИЕ РАЗМЕРОВ САНИТАРНО-ЗАЩИТНОЙ ЗОНЫ	43
РАЗДЕЛ 5. МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ (НМУ)	44
РАЗДЕЛ 6. КОНТРОЛЬ ЗА СОБЛЮДЕНИЕМ НОРМАТИВОВ ПДВ НА ПРЕДПРИЯТИИ.....	45
РАЗДЕЛ 7. РАСЧЕТ ПЛАТЫ ЗА ЭМИССИИ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	46
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	47

ВВЕДЕНИЕ

Основание для разработки «Проекта нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников выбросов для объектов по добыче газа ТОО «ТетисАралГаз» на 2023-2027гг.» является необходимость изменения количества источников выбросов загрязняющих веществ и утверждения нормативов выбросов загрязняющих веществ выбрасываемых в атмосферу на 2023-2027 г.

Работы по нормированию выбросов для данного предприятия выполнялись с учетом следующих законодательных, нормативных и методических документов:

1. Кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК «Экологический кодекс Республики Казахстан»
2. Приложение 3 к Методике определения нормативов эмиссий в окружающую среду
Состав проекта нормативов эмиссий в части выбросов загрязняющих веществ в окружающую среду
3. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63 Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду.

Полный перечень методической документации приведен в списке литературы.

Проект нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух от источников выбросов для объектов по добыче газа на период 2023-2027гг. разработан ТОО «ТетисАралГаз» (гос. лиц. № 01657Рг от 11.05.2014 года).

Реквизиты ТОО «ТетисАралГаз»:

Актюбинская обл., г. Актобе,
ул. Бокенбай батыра, 2, 11 этаж,
тел.: +7 (7132) 416620/22
э-почта: tethys@tpl.kz
БИН 980140001102

РАЗДЕЛ 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПЕРАТОРЕ

1.1. Общие сведения об операторе

Аккулковская нефтегазоносная площадь включает месторождения Аккулковское и Кызылой. Объекты расположены частично в Байганинском районе (устья скважин), основные объекты (скважины, ППГ, ДКС) находятся в Шалкарском районе Актюбинской области.

Карта района расположения лицензионного участка ТОО «ТетисАралГаз» с геологическими отводами - Аккулковская нефтегазоносная площадь (фиолетовый контур), месторождение газа Аккулковское (желтый контур) и месторождение газа Кызылой (голубой контур) представлена в приложении.

Ближайший населенный пункт поселок Бозой расположен в 23 км к северу от площадки ДКС, в 27 км от пос. Южный. Областной центр г. Актобе расположен в 450 км также к северу. Ближайшая железнодорожная станция – г. Шалкар от контрактной территории расположена в 212 км.

Дорожная сеть представлена проходящими на северо-востоке железной и автомобильной дорогами, соединяющими Алматы с Уральском. Развита сеть грунтовых дорог.

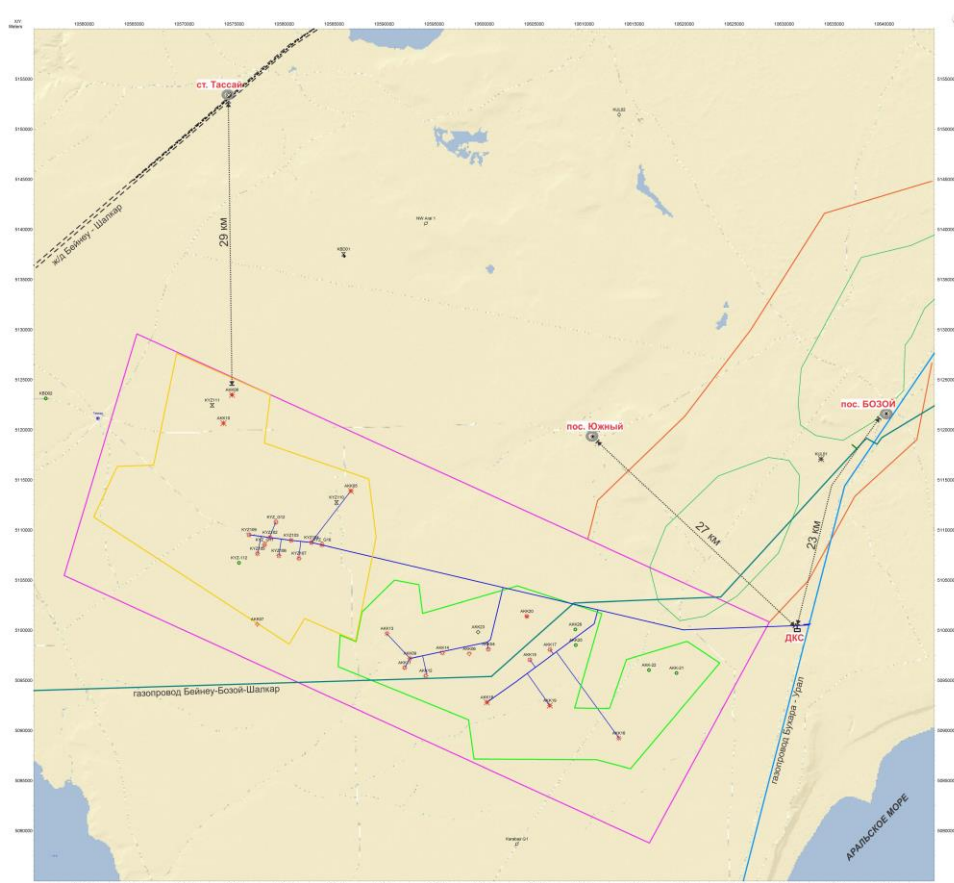
В экономическом отношении район развит слабо, но расположен в выгодных условиях - примерно в 3,5 км от Аккулковской площади проходит трасса магистрального газопровода Бухара-Урал. На площади работ нет постоянного контингента населения, встречаются лишь кочевья чабанов, занимающихся отгонным животноводством. Населенные пункты тяготеют к трассе газопровода Бухара-Урал, это - поселок Южный и компрессорная станция № 10, связанные с железнодорожной станцией Шалкар хорошими грунтовыми дорогами. Месторождения Аккулковское и Кызылой связаны с инфраструктурой района подъездными дорогами. Проходимость района в целом удовлетворительная.

Рассматриваемый объект находится за границами водоохранных зон и полос поверхностных водоемов.

Ситуационная карта-схема расположения предприятия приведена в приложении.

Почтовый адрес ТОО «ТетисАралГаз»: 030000, г. Актобе, ул. Бокенбай батыра, 2, 11 этаж

1.2 Карта-схема района размещения объекта



1.3. Особо охраняемые природные территории, памятники архитектуры

На территории месторождения отсутствуют особо охраняемые природные территории (ООПТ). Непосредственно на территории проведения работ древние памятники археологии, истории и культуры отсутствуют.

1.4. Краткая характеристика климатических условий района расположения предприятия

В природно-климатическом плане контрактный участок расположен в пределах Приаральско-Сырдарьинской области Туранской плиты на северо-западном побережье Аральского моря.

Климат района резко континентальный с продолжительным жарким и сухим летом и короткой холодной и малоснежной зимой.

Среднемесячная температура воздуха летом составляет 26°C, максимум температуры наблюдается в июле и достигает 42-45°C. Среднесуточные колебания температуры достигают 4-5°C, в экстремальных случаях могут превышать 20°C. В зимний период средние январские температуры составляют -9,7°C, минимум равен -36°C. Морозы устанавливаются в первой декаде октября и продолжаются до второй декады марта, хотя заморозки бывают ещё в мае. Переход от отрицательных к положительным температурам наблюдается во второй декаде марта. Продолжительность периода с температурой воздуха выше +10 °C - от 160 до 180 дней, составляя в среднем 168 дней.

По условиям выпадения осадков рассматриваемая территория относится к очень сухим районам. Годовая сумма атмосферных осадков здесь колеблется от 90 до 150 мм, причём в основном они выпадают зимой и весной. Наиболее влажные месяцы – апрель и октябрь, когда

выпадает до 60 % осадков. Весной редко бывает гололёд. Снежный покров, как правило, устанавливается в декабре, а во второй половине марта начинается быстрое таяние снега.

Характерной особенностью климата описываемой территории является высокая динамика атмосферы, создающая условия турбулентного обмена и препятствующая развитию застойных явлений. Среднегодовая скорость ветра составляет - 4,0 м/сек при наиболее обычных скоростях 4,5-5,0 м/сек, среднее число дней с сильным ветром свыше 10 м/сек - 10. Скорость ветра при порывах может достигать - 20 м/сек.

1.5. Сведения об эпидемиологическом благополучии населения по Актюбинской области

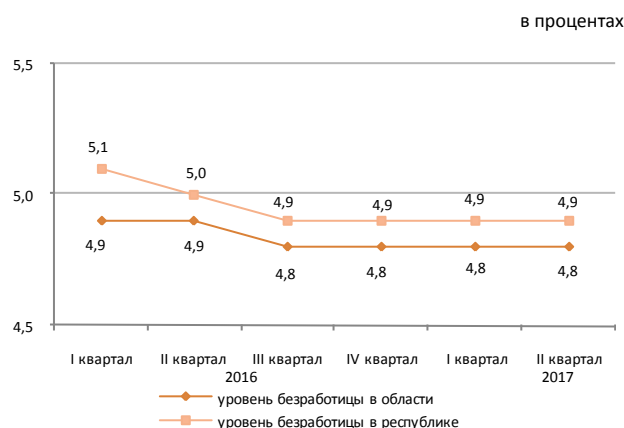
Социальное развитие

Население, человек (на 01.08.2017г.)	852 375
Родившиеся, человек (январь-июль 2017 г.)	10 718
Умершие, человек (январь-июль 2017 г.)	3 191
Прибыло, человек (январь-июль 2017 г.)	22 496
Выбыло, человек (январь-июль 2017 г.)	23 327

Занятое население, человек (II квартал 2017г.)	408 986
Наемные работники, в % к общей численности занятого населения (II квартал 2017г.)	82,5
Уровень безработицы, % (II квартал 2017г.)	4,8

Заработная плата, тенге (II квартал 2017г.)*	126 892
Величина прожиточного минимума, тенге (август 2017г.)	24 451

** Без учета малых предприятий, занимающихся предпринимательской деятельностью.*



Реальный сектор экономики

	Январь-август 2017г. к январь-августу 2016г., в %	Январь-август 2016г. к январь-августу 2015г., в %
Промышленность	104,9	96,5
Сельское хозяйство	102,7	107,3
Строительство	111,9	100,9
Розничная торговля	107,4	95,0
Грузооборот	103,7	99,4
Пассажирооборот	107,5	104,1
Связь	102,3	94,4



Сельское хозяйство

	Январь-август 2017г.	В % к соответствующему периоду предыдущего года
Забито в хозяйстве или реализовано на убой скота и птицы (в живом весе), тыс. тонн	77,5	105,9
Надоеено молока коровьего, тыс. тонн	223,7	102,8
Получено яиц куриных, млн. штук	119,2	107,8

Индекс цен

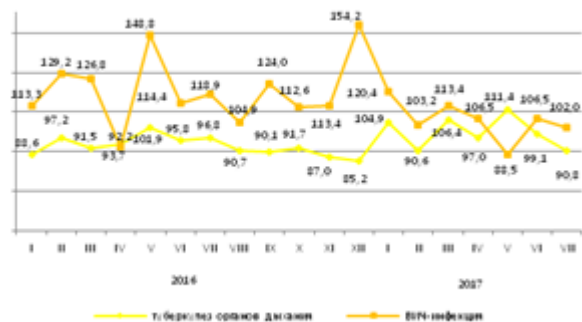
	Август 2017г. к июлю 2017г., %	Август 2017г. к декабрю 2016г., %
Индекс потребительских цен	99,5	103,4
продовольственные товары	98,2	102,7
непродовольственные товары	100,2	103,9
платные услуги	100,2	103,8
Индекс цен предприятий-производителей промышленной продукции	98,4	105,4
Индекс цен реализации на продукцию сельского хозяйства	100,7	101,5
Индекс цен в строительстве	100,3	102,4
Индекс тарифов на перевозку грузов всеми видами транспорта	100,0	98,8
Индекс тарифов на услуги почтовые и курьерские для юридических лиц	100,0	102,6
Индекс тарифов на услуги связи для юридических лиц	100,0	99,1

Заболееваемость населения

По данным РГКП «НПЦСЭИМ» КООЗ МЗ РК

	случаев	
	Туберкулез органов дыхания	ВИЧ-инфекция
Июль 2016г.	749	252
Январь-июль 2016г.	5 115	1 603
2016г.	8 196	2 725
Июль 2017г.	680	257
Январь-июль 2017г.	5 085	1 685

в процентах к соответствующему периоду предыдущего года



Уровень заболеваемости отдельными инфекционными заболеваниями в январе-июле 2017г.

Наибольшее распространение среди зарегистрированных инфекционных заболеваний получили острые инфекции верхних дыхательных путей – 4238,1 (в соответствующем периоде 2016г. – 4707,8) случаев на 100000 населения, туберкулез органов дыхания – 48,7 (49,9), острые кишечные инфекции – 59,2 (62,1), сифилис – 26,5 (27), педикулез – 13,2 (11,3) и чесотка – 4,3 (4), вирусные гепатиты – 4,9 (3,2)

Рост заболеваемости населения отдельными видами инфекционных заболеваний

	в процентах	
	Июль 2017г. к июлю 2016г., в процентах	
	всего	из них дети до 14 лет
Функциональная диарея	в 2,5 раза	в 2,6 раза

Число зарегистрированных случаев наиболее распространенных заболеваний

	Январь-июль 2017г.	Июль 2017г.	Январь-июль 2017г. к январю-июлю 2016г., в процентах	Июль 2017г. к июлю 2016г., в процентах	Июль 2017г. к июню 2017г., в процентах
Острая инфекция верхних дыхательных путей неуточненная					
всего	442 506	20 585	91,7	92,2	79,4
из них дети до 14 лет	300 028	15 260	91,0	93,2	81,5
сельская местность	-	973	-	53,3	56,5
Ветряная оспа					
всего	31 786	2 064	95,8	122,1	59,5
из них дети до 14 лет	27 217	1 788	96,8	125,3	60,1
сельская местность	-	382	-	164,7	62,9
Энтеробиоз					
всего	6 314	728	89,0	108,0	86,9
из них дети до 14 лет	5 978	689	89,8	115,0	86,7
сельская местность	-	267	-	98,9	74,6
Функциональная диарея					
всего	4 748	1 693	в 2,1 раза	в 2,5 раза	131,4
из них дети до 14 лет	4 300	1 557	в 2,3 раза	в 2,6 раза	126,5
сельская местность	-	253	-	68,9	86,9

РАЗДЕЛ 2 ХАРАКТЕРИСТИКА ОПЕРАТОРА КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ

2.1. Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования

Технологической схемой эксплуатации объектов предприятия ТОО «ТетисАралГаз» (месторождения Кызылой и Аккулковское, ДКС) предусматриваются следующие технологические операции:

- сбор продукции с добывающих скважин (на м/р Кызылой – 17 шт., на м/р Аккулковское – 12 шт.);
- замер дебитов добывающих скважин;
- внутрипромысловая транспортировка газа по выкидным линиям и сборным коллекторам от устьев скважин до площадок предварительной подготовки газа;
- предварительная подготовка газа (ППГ-1, ППГ-2, ППГ-3);
- транспортировка газа от площадки предварительной подготовки газа до площадки компрессорной станции по магистральному газопроводу;
- очистку газовых коллекторов (камеры пуска и приема ОУ);
- дренаж оборудования и технологических трубопроводов;
- очистка газа перед компримированием;
- подача газа на ГЭС;
- компримирование газа;
- установка осушки газа;
- закачка газа от ДКС в магистральный газопровод «Бухара-Урал».

Технологическая схема газовых потоков приведена в приложении.

Месторождение Кызылой

Эксплуатация газовых скважин месторождения Кызылой, системы внутрипромыслового транспорта газа со скважин на площадку предварительной подготовки газа (ППГ-1) и транспортировки газа до компрессорной станции проводится при следующих исходных характеристиках:

- мощность производства составляет 350 тыс.м³/сут.;
- давление – 1,6 - 3,5МПа,
- устьевая температура 10-20 °С;
- количество рабочих дней – 365 дн/год;
- режим работы – две смены по 12 часов.

На территории месторождения Кызылой расположены:

- площадки устьев 17 эксплуатационных газовых скважин №№ KYZ 102-107,109, Г-12,16, АКК-05,08,10, KYZ-110,111,113,121,123.
- площадка предварительной подготовки газа (ППГ-1);
- площадка камер пуска приема поршня;
- сборный коллектор Кызылой.

Площадь каждой скважины составляет 0,36 га. Устье скважины снабжено запорной арматурой.

Площадка каждой скважины имеет:

- отключающую арматуру, обвязочные трубопроводы;
- площадку под ремонтный агрегат;
- площадку под инвентарные приемные мостки;
- на устье скважины замерную аппаратуру - расходомер H25001 RR.

Замер дебита газа производится на площадке устья скважины. На ряде площадок перед расходомером для предварительной очистки газа от механических примесей установлен фильтр ФСГ. Для технологических операций (продувки, стравливания газа в атмосферу в зависимости от вида работ) на каждой скважине предусмотрена продувочная свеча, высотой 5м, диаметром 0,089 м.



Газ со скважин под действием энергии пласта по выкидным трубопроводам поступает в сборный коллектор Кызылой общей протяженностью 5,446 км. Выкидные линии выполнены в подземном исполнении. Текущее рабочее давление выкидных линий – 1,6 МПа. Выкидные линии газовых скважин классифицируются как газопроводы III класса. Для выравнивания давления в сборном коллекторе и исключения передавливания одной скважиной другой, на фонтанных скважинах установлены обратные клапаны и установки регулирования давления.

Площадка предварительной подготовки газа (ППГ-1) включает в себя:

- газовый сепаратор ГС;
- дренажную емкость ДЕ-1 со свечей;
- замерный узел учета газа.

Газ поступает в газовый сепаратор ГС-4 марки ГС 1-6,3-800-1-И объемом $1,6\text{ м}^3$, где происходит отделение капельной влаги и механических примесей. Рабочее давление в газовом сепараторе – 2,3 МПа. Затем очищенный газ направляется в газовый коллектор.



В зимний и осенне-весенний периоды проводится продувка газосепаратора 2 раза в сутки, летом 1 раз по 10 сек. Влага и механические примеси (конденсат) с газосепаратора при продувках сбрасывается в подземную дренажную емкость ДЕ-1 объемом 8 м^3 . Сброс газа идет

через свечу $H=5\text{м}$, $d=0,05\text{ м}$ подземной дренажной емкости. При продувке газосепаратора в атмосферу выбрасываются углеводороды фракции C_1-C_5 . Для защиты от превышения давления на газосепараторе устанавливаются 2шт. предохранительных клапана диаметром 50 мм, рассчитанные на среднее рабочее давление 3,5 МПа, с переключающими устройствами. Сброс газа с предохранительных клапанов идет на свечу высотой 5 м, диаметром 0,089 м. Проверка ПК осуществляется в течение 10сек регулярно 1 раз в десять дней зимой и 1 раз в месяц летом (22 раза/в год).

На входе и выходе в площадку ППГ-1 предусмотрены линейные краны ЛК-№1 и ЛК-№2 на расстоянии 250 м. В случае аварии участок перекрывается, а оставшийся в участке газ стравливается через свечи. Газ, выходящий с площадки предварительной подготовки, поступает в газовый коллектор и транспортируется на компрессорную станцию ДКС.

На месторождении Кызылой при плановых ремонтных работах проводится операция стравливания газа со сборного коллектора и выкидных линий скважин 1 раз в год:

- продувка и стравливание газ выкидных линий скважин 17-ти скважин KYZ 102-107,109, Г-12,16, АКК-05,08,10, KYZ-110,111,113,121,123 через свечи высотой 5м, диаметром 0,089 м;
- сборного коллектора КЫЗ общей протяженностью 5,446 км через свечи линейных кранов №1 и №2.

Объем стравливаемого газа, выбрасываемого в атмосферу, при проведении плановых ремонтных работ определяется в зависимости от геометрических характеристик стравливаемого участка.

Очистка газового коллектора.

Работы по очистке сборного коллектора Кызылой запланированы 1 раз в год. Камеры приема и запуска поршня (КЗОУ и КПОУ) расположены на сборном коллекторе, диаметр коллектора - 0,325 мм. Поршень проходит со скоростью 12км/час. Время прохождения 2 часа.

Камеры пуска и приема ОУ оборудованы запорной арматурой, продувочной свечей, дренажными емкостями объемом 8 м³ для сброса продуктов очистки, датчиками прохождения очистных устройств. Дренажная емкость оборудована продувочной свечой. Опорожнение дренажной емкости производится по мере заполнения вакуумной откачкой в автоцистерну и вывозится передвижной техникой.

Месторождение Аккулковское

На территории месторождения Аккулковское расположены:

- площадки устьев 12 скважин (АКК-04,11,14,15,16,17,20,22,23,24,25,26)
- площадка предварительной подготовки газа (ППГ АКК-1, ППГ АКК-2);
- площадки камер пуска приема поршня;
- сборные коллекторы АКК-1 и АКК-2
- линейный газопровод до ДКС.

Электроснабжение на месторождении осуществляется солнечными аккумуляторами.

Набор оборудования и схема эксплуатации газовых скважин м/р Аккулковская идентична схеме на м/р Кызылой при таких же исходных характеристиках.

Выкидные линии выполнены в подземном исполнении с глубиной заложения 1,2 м. Выкидные линии газовых скважин классифицируются как газопроводы III класса. Для технологических операций (продувки, стравливания газа в атмосферу в зависимости от вида работ) на каждой скважине предусмотрена продувочная свеча. Газ со скважин под действием энергии пласта по выкидным трубопроводам поступает в сборные коллекторы Аккулка-1 и Аккулка-2 протяженностью 13,975 км и 11,050 км соответственно, которые заканчиваются на врезке в

линейный газопровод-коллектор диаметром 325мм. На сборном коллекторе через свечу дренажной емкости ППГ АКК-1, ППГ АКК-2 проводится операция стравливания газа 1 раз в год.

Площадка предварительной подготовки газа (ППГ АКК-1, ППГ АКК-2) включает в себя:

- газовый сепаратор ГС;
- дренажную емкость со свечой;
- узел учета природного газа WZ07.



Газ поступает в газовый сепаратор ГС-4 марки ГС 1-6,3-800-1-И объемом $1,6\text{ м}^3$, где происходит отделение капельной влаги и механических примесей. Затем очищенный газ направляется в газовый коллектор.

В зимний и осенне-весенний периоды проводится продувка газосепаратора 2 раза в сутки, летом 1 раз по 30 сек. Влага и механические примеси (конденсат) с газосепаратора при продувках сбрасывается в подземную дренажную емкость объемом 8 м^3 , сброс газа идет через свечу дренажной емкости. При продувке газосепаратора в атмосферу выбрасываются углеводороды фракции $\text{C}_1\text{-C}_5$. Для защиты от превышения давления на газосепараторе устанавливаются 2шт. предохранительных клапана. Сброс газа с предохранительных клапанов идет на свечу высотой 5 м, диаметром 0,089 м. Проверка ПК осуществляется в течение 10 сек регулярно 1 раз в десять дней зимой и 1 раз в месяц летом (22 раза/в год).

Газ, выходящий из площадки предварительной подготовки, поступает в линейный газовый коллектор и транспортируется на компрессорную станцию КС. На линейном газовом коллекторе длиной 49,858 км оборудованы три площадки узлов линейных кранов ЛК-№3, ЛК-№19, ЛК-№8, которые представляют собой полнопроходные шаровые краны с ручным приводом.

Очистка сборного коллектора.

Для очистки внутренней полости сборного коллектора на м/р Аккулковское предназначены установки камер пуска и приема ОУ (КЗООУ и КПОУ). Камеры приема ОУ оборудованы запорной арматурой, продувочной свечей и датчиками прохождения очистных устройств фирмы.

С камеры приема ОУ сборного коллектора Аккулка-1 предусмотрен сброс дренажа в дренажную емкость ДЕ ППГ АКК-1. С камеры приема ОУ сборного коллектора Аккулка-2 сброс дренажа происходит в дренажную емкость КПОУ АКК-2. Опорожнение дренажных емкостей производится по мере заполнения вакуумной откачкой в автоцистерну и вывозится передвижной техникой.

Для очистки внутренней полости линейного газового коллектора предназначена установка камер пуска и приема ОУ. Камеры приема-пуска поршня на линейном газопроводе расположены на участке протяженностью 48 км, диаметр коллектора - 325 мм. Поршень проходит со скоростью 12 км/час. Время прохождения 4 часа. Камеры пуска и приема ОУ оборудованы запорной арматурой, продувочной свечей $H=5\text{ м}$, $D=0,15\text{ м}$ и датчиками прохождения очистных устройств фирмы.



На камере приема предусмотрена дренажная емкость ЕП-8-2000-1300-2 (ДЕ-2 объемом 8 м³) для сброса продуктов очистки. Дренажная емкость ДЕ-2 оборудована продувочной свечей высотой 5 м, D=0,05 м. Для предотвращения проникновения пламени и искр внутрь дренажной емкости предусмотрен огневой предохранитель. Опорожнение дренажной емкости производится по мере заполнения вакуумной откачкой в автоцистерну и вывозится передвижной техникой.

Через дыхательные патрубки, неплотности запорно-регулирующей арматуры, фланцевых соединений, уплотнения обвязки скважин, сепаратора, емкостей, при операции очистки газопровода в атмосферу поступают углеводороды C₁ –C₅ .

Основными загрязняющими веществами, выбрасываемыми в атмосферу объектами на площадках месторождений Кызылой и Аккулковское, являются углеводороды фракции C₁-C₅.

Плановый (капитальный) ремонт скважин

На месторождениях Кызылой и Аккулковское планируется ежегодное проведение планового ремонта на двух скважинах установкой УПА 60/80 (или аналогичной) в течение 90 дней на каждой скважине не одновременно.

При проведении ремонтных работ для выработки энергии используются дизельгенераторы. При сгорании топлива в атмосферу выбрасываются загрязняющие вещества 7 наименований: азота диоксид, азота оксид, сажа, серы диоксид, углерода оксид, альдегид, углеводороды C₁₂-C₁₉. Дизельное топливо хранится в резервуарах, источником выбросов является дыхательный клапан. В атмосферу выделяется сероводород и углеводороды C₁₂-C₁₉. Запланированы сварочные работы с выделением оксида железа, соединений марганца, пыли неорганической 20-70% двуокиси кремния, фторидов, фтористых газообразных веществ, оксидов азота и углерода. По завершению работ будет проводиться продувка скважин на свечу на основе геолого-технической информации о скважине и продуктивном пласте. При продувке скважин в атмосферу поступают углеводороды фракции C₁-C₅.

Дожимная компрессорная станция (ДКС)

Действующая Дожимная компрессорная станция (ДКС) расположена в пустынном районе Актюбинской области в 920 м к западу от точки врезки на 910 км магистрального газопровода Бухара-Урал на расстоянии 20 км от КС ПХГ Бозой. Газ транспортируется с месторождения Кызылой и Аккулковское по подземному трубопроводу. Эксплуатация ДКС ведется со следующими исходными характеристиками:

- производительность компрессорной станции из 5-ми ГПА составляет от 1225 тыс.м³/сутки;
- мощность единичного привода ГПА 500 кВт;
- температура газа на входе в летнее время +30°С после ГПА- +60 °С;
- количество рабочих дней – 365 дн./год;
- режим работы – две смены по 12 часов.

Технологическая схема ДКС предусматривает следующие технологические процессы:

- ✓ очистка газа перед компримированием;
- ✓ компримирование газа в первой ступени;
- ✓ охлаждение газа после компримирования;
- ✓ компримирование газа, во второй ступени;
- ✓ охлаждение газа после второй ступени;
- ✓ измерение расхода газа, определение состава газа;
- ✓ сброс газа при различных ситуациях из КС.

Технологическая схема ДКС состоит из основных узлов:

- ✓ входного и выходного коллекторов;
- ✓ пяти пылеуловителей (фильтр), для механической очистки от пыли до 40 мкн;
- ✓ пяти ГПА мощностью 500 кВт, каждый;
- ✓ блока подготовки топливного газа;
- ✓ емкостей сбора конденсата;
- ✓ технологических трубопроводов;
- ✓ пяти газовых электростанций ГЭС;
- ✓ установки осушки газа.



Газоперекачивающие агрегаты (ГПА).

Блочно-комплектный автоматизированный газоперекачивающий агрегат состоит из:

- блока двигателя WAUKESHA, модель L36GSI с выхлопным устройством с шумоглушителем, со стартерным электрическим двигателем для запуска;
- блока компрессора FY400;
- блока охлаждения;
- блока управления.

На ДКС установлено 5 агрегатов Waukessha, каждый из них имеет по одной выхлопной трубе. Марка компрессоров ГПА-1,2,3 – RTU 500, компрессоров ГПА-4,5 – RTU 500. Номинальная мощность каждого ГПА – 500 кВт, скорость - 1500 об/мин. КПД каждого агрегата 37%. Часовой расход топливного газа при номинальном режиме работы одного ГПА составляет 148,7 м³/час. Одновременно, по мере необходимости, в течение года могут работать все агрегаты.

Запуск ГПА производится электрическим стартерным двигателем, установленным на основном двигателе, от собственных аккумуляторов. В зимнее время запуск производится после подогрева масла. Для подогрева масла используется внешний и внутренний электрические нагреватели мощностью 15 кВт, на напряжение 380 в. Отвод продуктов сгорания с каждого ГПА – в металлическую трубу диаметром 220 мм, высотой 8,4 м. Время работы ГПА и количество операций пуск-останов приведены в нижеследующей таблице:

Время работы газоперекачивающих агрегатов

Наименование	2023г	2024	2025г	2026г	2027г
ГПА-1					
Фонд рабочего времени, ч	8760	8760	8760	8760	8760
Количество пусков/ остановов	24/24	24/24	24/24	24/24	24/24
ГПА-2					
Фонд рабочего времени, ч	8760	8760	8760	8760	8760
Количество пусков/ остановов	24/24	24/24	24/24	24/24	24/24
ГПА-3					
Фонд рабочего времени, ч	8760	8760	8760	8760	8760
Количество пусков/ остановов	24/24	24/24	24/24	24/24	24/24
ГПА-4					
Фонд рабочего времени, ч	8760	8760	8760	8760	8760
Количество пусков/ остановов	24/24	24/24	24/24	24/24	24/24
ГПА-5					
Фонд рабочего времени, ч	8760	8760	8760	8760	8760
Количество пусков/ остановов	24/24	24/24	24/24	24/24	24/24

Для сброса газа при проведении операций продувки, запуска и стравливания газа с различных участков ДКС на каждом ГПА установлены свечи. Операции проводятся не одновременно через свечи высотой 7,8 м и диаметром 50 мм. На ГПА № 1, 2, 4 установлено по 4 свечи, на ГПА № 3 – 5 свечей, на ГПА №5 - 6 свечей.

Через свечи при операциях продувки и стравливания газа по участку в атмосферу поступают углеводороды фракции C1-C5 на каждом ГПА:

- Свеча 1 от участка от задвижки до первой ступени сжатия ГПА № 1-5 объем газа входного трубопровода: на продувку при одной операции холодной прокрутки на каждый ГПА расходуется 12 м³ газа в течение 5 мин; при пуске объем пускового газа на 1 операцию на один ГПА составляет 277,4 м³ за 300 сек.; при стравливании газа с каждого ГПА, в атмосферу, будет выбрасываться газ в объеме 6,09 м³/с, в течение 10 сек за 1 операцию.
- Свеча 2 от участка первой ступени сжатия до выходной задвижки ГПА №№ 1-5: при пуске объем пускового газа на 1 операцию на каждом ГПА составляет 18,95 м³; при стравливании газа с каждого ГПА в атмосферу будет выбрасываться газ в объеме 3,43 м³/с, в течение 10 сек за 1 операцию.
- Свечи 3 и 4 ГПА №1-5 от участка от предохранительных клапанов участков на входе в скруббер, на выходе из первой ступени компрессора, на выходе из второй ступени компрессора установлены по одному ПК. Для сброса газа от трех ПК выведены две свечи.

На территории ДКС установлены свечи для проведения операций стравливания газа 1 раз в год при плановых ремонтных работах. Стравливание газа проводится на участках:

- от охранного линейного (входной) крана № 19 до линейного (входной) крана №7 длиной 130 м диаметром 325мм через свечу крана №7;
- от линейного крана №7 до крана первой ступени очистки газа (газосепараторы) длиной 69 м диаметром 300 мм также через свечу крана №7;
- от первой ступени очистки газа (газосепараторы) до задвижки входного патрубка длиной 109 м диаметром 325 мм, длиной 15 м диаметром 159 мм через три свечи: свеча ГПА-3, ГПА-5, свеча крана 111/113;
- от выходной задвижки ГПА до узла учета газа длиной 180м диаметром 300 мм и длиной 40м диаметром 150мм через свечи ГПА-5 и узла учета газа;
- от узла учета газа до охранных кранов №21.1 и №21 длиной 350 м диаметром 325 мм через свечи.

Два блока пылеуловителей предназначены для очистки природного газа от механических примесей и капельной жидкости. Температура газа на входе перед ДКС, в холодное время может быть 3°С в теплое до 20°С. Блоки состоят из 3-х и 2-х сетчатых пылеуловителей - фильтр сепараторы ГС-1,2,3,5,6 марки ГС 1-6,3-800-2-И объемом 1,6 м³.

Сброс продуктов конденсата с пылеуловителей осуществляется в две подземные дренажные емкости объемами 4,5 м³ и 8 м³ поочередно с каждого ГПА, при этом продувка и сброс газа с блока в атмосферу проводится через свечу дренажной емкости объемом 8 м³.

Блок подготовки топливного газа.

В качестве топливного блока используется АГРС «Кавказ-1». Потребляемая мощность до 1кВт. Блок подготовки топливного газа (БПТГ) обслуживает ГПА (расход газа - 750м³/час) и дизельную электростанцию (расход газа - 50м³/час).

Линия регулирования снабжена предохранительно-запорными клапанами, управляемым клапаном на входе, для аварийного выключения. Свеча от предохранительно сбросных клапанов высотой 3 м, диаметром 0,1 м. Сброс конденсата и очистка фильтра блока топливного газа предусмотрена в собственную дренажную емкость объемом 1 м³.

В блок-боксе АГРС, состоящего из двух отсеков: технологического и котельной, в отсеке котельной установлен отопительный газовый агрегат модели «JVS125 NCVSR» американского производства, мощность 30,7 кВт и КПД 0,92. Котел предназначен для подогрева топливного газа для собственных нужд промысла в зимний период года.

На АГРС имеются 2 предохранительных клапана диаметром 50 мм, предназначенные для защиты от механического разрушения сосудов и трубопроводов с избыточным давлением, путем автоматического выпуска избытка газообразной среды из систем и сосудов с избыточным давлением при чрезмерном повышении давления. Для сброса газа от каждого клапана выведены по одной свече.

Система маслоснабжения.

Для снабжения компрессора и двигателя маслом предусмотрена система маслоснабжения. Марка масла - Shell 0480. Склад масла на 20 бочек общей емкостью 4000 л размещается под навесом. Доставка масла на склад предусматривается в бочках емкостью 200 л. Наполнение маслобаков ГПА предусматривается из бочек ручным насосом производительностью 1 м³/час. Слив масла в пустые бочки также осуществляется ручным насосом. Годовой расход масла составит 22,5 м³/год.

Сброс конденсата с п/у №1-3 поочередно с каждого ГПА осуществляется по коллектору диаметром 100мм напрямую в дренажную емкость объемом 8 м³. Сброс конденсата с п/у № 5,6 поочередно с каждого ГПА проводится по коллектору диаметром 57 мм в две подземные дренажные емкости объемами 4,5 м³ и 8 м³. Слив конденсата из газосепараторов в

промежуточную емкость объемом $4,5\text{ м}^3$ производится в постоянном режиме, без накопления конденсата на дне газосепаратора.

На каждом ГПА сброс конденсата осуществляется с входного скруббера и скруббера первой ступени компрессора последовательно по коллекторам диаметром 20 мм, 50 мм, 100 мм и далее в емкость сбора конденсата объемом 8 м^3 . Сброс газа идет через свечу емкости.

Опорожнение дренажных емкостей производится по мере заполнения вакуумной откачкой в автоцистерну и вывозится передвижной техникой. Вывоз конденсата предусматривается по договору на переработку. Учитывая состав конденсата – 96% вода, и разовую операцию по заполнению емкости автотранспорта при перекачке конденсата насосом, в течение 30 мин/год, расчет выбросов паров углеводородов в атмосферу не проводился.

Технологический процесс осушки.

Природный газ при температуре 45°C поступает из компрессора в теплообменник, где происходит обмен теплом с холодной водой при температуре $7-12^\circ\text{C}$, подаваемой из установки водяного охлаждения. Далее охлажденная до $15-18^\circ\text{C}$ смесь природного газа с жидкостью проходит через газожидкостный сепаратор для удаления воды с целью снижения содержания влаги в газе до 0.766 г/м^3 . Насыщенный природный газ подается в три установки осушки, работающие по принципу молекулярных сит, которые оборудованы масляными фильтрами.

Данные фильтра установлены на входе в установку и необходимы для улавливания паров моторного масла и жидких углеводородов, которые могут ухудшить пропускную способность силикагелей и установки в целом.

Для бесперебойной работы системы осушки природного газа в каждом блоке предусмотрена установка двух колонн А, В. Для регенерации молекулярных сит (силикагелей) используется нагретый до 120°C природный газ. При прохождении восходящего потока газа через молекулярное сито из силикагеля выделяется жидкая фракция воды в виде пара. Далее горячий газ с парами воды охлаждается в охладителе и поступает в сепаратор. Вследствие охлаждения пар конденсируется в фильтр-сепараторе. Таким образом, происходит процесс осушки силикагелей горячим природным газом. Из фильтр-сепаратора жидкость поступает в дренажную емкость объемом 20 м^3 . Далее жидкость при помощи насоса перекачивается в передвижную автотехнику и вывозится на полигон.

После технологического процесса осушки в системе осушки на основе молекулярных сит, подготовленный газ с температурой точки росы -20°C поступает на коммерческий узел учета далее по магистральному газопроводу протяженностью в МГ «Бухара-Урал».



Газовые электрогенераторы.

Электроснабжение ДКС осуществляется от собственной газопоршневой электростанции в количестве 5шт. Номинальная мощность газогенераторов модели FG110PI производства «FG Wilson» - 88 кВт(3ед.), FG750B производства «FG Wilson» - 600 кВт(2ед.) КПД агрегата 0,4. Работает ГЭС на топливном газе.

Три единицы ГЭС (ГЭС-1, ГЭС-2, ГЭС-3) переведены в резервный режим с годовым фондом рабочего времени 4320 часов/год каждая. ГЭС-4 и ГЭС-5 включены в основной фонд, время работы составляет 8310 часов/год каждая, работают попеременно.

Свеча на газогенераторах предназначены для продувки газопроводов и системы при запуске, остановке и аварии.

Дизельгенератор.

Дополнительно на площадке ГЭС размещен резервный дизельгенератор модели P12,5P2 компании FGWilson для выработки электроэнергии (номинальной мощностью - 10кВт) при аварийном отключении света. Работает генератор на дизельном топливе. Дизельгенератор размещен в специализированном контейнере и укомплектован емкостью для дизтоплива объемом 1 м³. Выбросы продуктов сгорания происходят через дымовые трубы высотой 2,25 м, диаметром 0,4 м.

На ДКС осуществляются сварочные работы с помощью двух электросварочных агрегатов. Также на участке проводится газорезка металла с использованием пропановой смеси.

На ДКС планируется осуществлять металлообрабатывающие работы с применением шлифовальных станков. Диаметр шлифовального круга принят 300 м, предположительное время работы 300 ч/год.

На территории ДКС имеется открытая стоянка для транспорта (автотранспорт, спецтехника, прицепы) предприятия.

Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на ДКС являются: дымовые трубы ГПА, газозлектростанции и котельной, свечи для продувки и стравливания газа с газосепараторов, ПК, участков газопровода, коллектора подачи топливного газа, дренажных емкостей, уплотнения валов компрессоров и оборудования, ЗРА, электросварочный агрегат, металлообрабатывающие станки, узлы пересыпки и хранения инертных материалов, поверхности покрываемые краской, ДВС автотранспорта на стоянке.

2.2. Краткая характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Основными источниками загрязнения атмосферы на контрактной территории предприятия ТОО «ТетисАралГаз» являются:

- на площадке ДКС: ГПА, ГЭС, котел подогрева газа, установка осушки газа;
- на месторождениях Кызылой и Аккулковское:
 - при эксплуатации - свечи для продувки и стравливания газа, технологические емкости;
 - при ремонте скважин - дизельные генераторы, резервуары, свечи продувки газа.

В соответствии с расчетом, валовый выброс загрязняющих веществ от источников составляет:

В 2022 году – 874,35092836 т/год, в том числе: твердых – 8,70535409268 т/год, жидких и газообразных – 865,6455743 т/год.

В 2023-2027 гг – 1008,82268809268 т/год, в том числе: твердых – 8,70535409268 т/год, жидких и газообразных – 1000,117334 т/год.

В целом по предприятию в атмосферу выбрасываются загрязняющие вещества 26-ти наименований, 6-ти групп суммации.

Основными загрязняющими веществами являются оксиды азота, оксид углерода, предельные углеводороды C₁–C₅. Характеристики источников выбросов приняты по данным инвентаризации. Расчет по определению количества загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу источниками выбросов, приведен в приложении.

2.3. Краткая характеристика существующего пылеулавливающего оборудования

На источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу газоочистные и пылеулавливающие установки отсутствуют.

2.4. Перспектива развития предприятия

Согласно планам компании на перспективу планируется ввод в эксплуатацию пробуренных скважин на 2023-2027 гг:

- м-е Кызылой - скважины КЫЗ - 114,115,116, 117,118, 119,120,121,124

На ППГ-КЗ - свеча дренажной емкости $V=40\text{м}^3$ – 1 ед – (источник 0239);

Продувка и стравливание газа при плановых ремонтных работах - продувочные свечи – 5 ед – (источник 0227, 0231, 0234, 0235, 0237);

Свечи дренажных емкостей $V=8\text{м}^3$ – 5 ед – (источник 0240-0244);

Газосепараторы – 5 ед – (источник 6252-6256);

ЗРА, ФС обвязки скважин КЫЗ 113, 115, 117, 120, 121 – (источник 6240, 6244, 6246, 6249, 6250);

- м-е Аккулковское - скважины АКК 21, АКК27-32, АКК100-102

На скважинах АКК-04,05,11,15,20,22,23 - свечи дренажных емкостей $V=8\text{м}^3$ – 7 ед – (источник 0338-0344);

На ППГ-АКК1, ППГ-АКК2 - свечи дренажных емкостей $V=20\text{м}^3$ – 2 ед – (источник 0345-0346);

На скважинах АКК-04,05,11,15,20,22,23 - газосепараторы – 7 ед – (источник 6354-6360);

Количество источников выбросов по промплощадкам с учетом перспективы на 2023-2027 гг составит:

Производственные подразделения	Количество источников выбросов		
	Организованных	Неорганизованных	Итого
Площадка №1 ДКС	72	26	98
Площадка №2 м/р Кызылой	34	40	74
Площадка №3 м/р Аккулковское	36	42	78
ВСЕГО	142	108	250

2.5. Обоснование полноты и достоверности исходных данных

Месторождения газа Аккулковское и Кызылой находятся на стадии промышленной эксплуатации. Промышленная эксплуатация газовых месторождений осуществляется фонтанным способом. Добываемый природный газ характеризуется как газ метановый, бессернистый, «сухой» с содержанием метана 93,95%-98,26% мольн. с незначительным содержанием этана и, практически, отсутствием высших гомологов. Сероводород и меркаптановая сера в газе отсутствуют. Газ соответствует требованиям ГОСТа 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия».

Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников выбросов проводился инструментальным и расчетным методами. Расчет выбросов загрязняющих веществ от газоперекачивающих агрегатов по основным загрязняющим веществам проводился инструментальным методом на основании замеров. В расчет были заложены максимальные значения концентраций загрязняющих веществ, полученные при выполнении инструментальных замеров в рамках производственного экологического контроля с учетом пересчета выбросов окислов азота.

В производственных процессах, связанных со сжиганием различных видов топлива содержание в отходящих газах оксида азота (II) составляет 95-98% и более, содержание диоксида азота (IV) – 2-5% и менее, что подтверждается результатами прямых натурных замеров в отходящих газах (сводная таблица результатов измерений ниже, копии протоколов в приложении).

Однако, учитывая требования ОНД-86 и п. 21 Приказа МОС РК от 16.04.2012г. № 110-ө «Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду», фактические концентрации оксида и диоксида азота были приведены к выбросам окислов азота NO_x на основании «Отраслевой методики нормирования выбросов оксидов азота от газотранспортных предприятий с учетом трансформации NO→NO₂ в атмосфере» РД 51-31323949-46-99 и СТО Газпром 2-1.19-332-2009 «Технические нормативы выбросов. Газоперекачивающие агрегаты ОАО «Газпром»» согласно формуле:

$$M_{NOx} = M_{NO_2} + 1,53M_{NO}$$

Согласно ОНД-86, нормирование выбросов окислов азота производится с учетом химической трансформации в атмосфере. Как показывают многолетние исследования, проводимые Главной геофизической обсерваторией им. А.И. Войекова Росгидромета, 100-% трансформации оксида азота в диоксид азота в атмосфере не наблюдается. Трансформация окислов азота в каждом отдельном случае зависит от интенсивности солнечной радиации, температуры воздуха и других метеорологических условий, формирующих уровень загрязнения воздуха, а также составляющих выбросов всех окружающих предприятий, приводящих к фотохимическим реакциям в атмосфере. Коэффициенты трансформации определяются на основе отдельных измерений содержания оксида и диоксида азота в атмосферном воздухе на сети станций мониторинга. Ввиду отсутствия станций наблюдения в изучаемом районе и на основании п.21 «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду» коэффициенты трансформации от NO_x принимаются на уровне максимальной установленной трансформации, т.е. 0,8 – для NO₂ и 0,13 – для NO.

Согласно п. 13. «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду» предлагаемые нормативы выбросов установлены из расчета нормальной работы оборудования с учетом фактической максимальной нагрузки оборудования за последние 2-3 года.

Таблица результатов натурных замеров

ИЗА	ЗВ	2020 1Q NO _x	2020 2Q NO _x	2020 3Q NO _x	2020 4Q NO _x	2021 1Q NO _x	2021 2Q NO _x	2021 3Q NO _x	2021 4Q NO _x	2022 1Q NO _x	26.04.2019	21.12.2021	ПДВ, мг/м ³
ГПА1	Азота диоксид	2545,056	988,8	1322,08	1399,2	1470,056	2241,64	2136,184	2136,184	1960	2800	2902	2902
	Азота оксид	413,5716	160,68	214,838	227,4	238,8841	364,2665	347,1299	347,1299	318	455	301,86	301,86
	Оксид углерода	183	473	535	481	396	640	712	712	731	141	557	731
ГПА2	Азота диоксид	3129,696	1197,6	2641,92	3380	2997,528	2896,976	2792,28	2792,28	2502	2558	2133,6	2997,5
	Азота оксид	508,5756	194,61	429,312	549,25	487,0983	470,7586	453,7455	453,7455	406	415,6	346	487,0983
	Оксид углерода	485	572	312,5	512	469	531	822	822	834	410	519	822
ГПА3	Азота диоксид	2008,6	1451,2	1742,2	1040	1179,3	1285,9				1040		2008,6
	Азота оксид	326,4	235,8	283,1	169	191,6	209				169		326,4
	Оксид углерода	573	587	528,7	425	526	543				441,6		573
ГПА4	Азота диоксид							1715,5	1715,5	1739		1734,8	1739
	Азота оксид							278,8	278,8	282		280,28	282
	Оксид углерода							659	659	671		432	671
ГПА5	Азота диоксид	1710,2	1200	1221,5	2109,6	1862,4	1727,2	1685,5	1685,5	1739	1616		2109,6
	Азота оксид	277,9	195	198,5	342,8	302,6	280,7	273,9	273,9	281	262,6		342,8
	Оксид углерода	489	591	392,5	121	242	261	529	529	569	0		569

В проекте в расчете были приняты *максимальные значения фактических концентраций, полученные по итогам замеров с учетом перспективы развития предприятия.*

Расчетные методы применялись для нормирования выбросов загрязняющих веществ от неорганизованных источников выбросов, и в случаях, когда проведение инструментальных замеров на источниках с организованным выбросом технически невозможно, или при отсутствии или недостаточности/нерепрезентативности результатов инструментальных замеров и т.д.

Данные для расчета НДВ приняты по исходным данным предприятия с учетом фактической максимальной загрузки основного оборудования, удельных технологических показателей, времени работы оборудования, фактического расхода материалов. Исходные данные на проектирование представлены в приложении. Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников ТОО «ТетисАралГаз» выполнен по утвержденным методикам:

- ✓ Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, 1996г.
 - ✓ «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу предприятиями строительной индустрии», Астана, 2005г.
 - ✓ Методические указания по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при механической обработке металлов (по величинам удельных выбросов) РНД 211.2.02.06.-2004. Астана 2005г.
 - ✓ Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.08.-2004. Астана 2005г.
 - ✓ Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух из резервуаров. РНД 211.2.02.09.-2004. Астана 2005г.
 - ✓ 1."Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004". Астана, 2004 г.
 - ✓ 1.Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО «Казтрансойл» Астана, 2005 (п.6.1., 6.2, 6.3 и 6.4)
 - ✓ Методика расчета выбросов загрязняющих веществ от автотранспортных предприятий (раздел 3) Приложение №3 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п
 - ✓ Методика расчета выбросов загрязняющих веществ от предприятий дорожно-строительной отрасли (раздел 4) Приложение №12 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п
 - ✓ Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005.
- Полный перечень методик, использованных для расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, приведен в списке литературы.

2.6. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, составлен по расчетам выбросов загрязняющих веществ по годам, с учетом перспективы развития. Количественная характеристика выбрасываемых в атмосферу загрязняющих веществ (т/год) приводится по усредненным годовым значениям в зависимости от изменения режима работы предприятия, технологического процесса и оборудования, расхода и характеристик топлива, материалов и т.д.

Количественные и качественные характеристики загрязняющих веществ, выбрасываемые в атмосферу от источников выбросов, сведены в таблицы рекомендованного образца. В таблице 3.1 наряду с загрязняющими веществами, их кодами и классами опасности приведены общие результирующие значения максимально-разовых и годовых выбросов предприятия в целом по видам загрязняющих веществ, а также определены выбросы веществ в условных тоннах и его категория опасности. Численный показатель категории опасности определен по следующему принципу:

$$КОВ_{\text{предприятия}} = \sum_{i=1}^n \left(\frac{Mi}{ПДК_i} \right)^{a_i}$$

где:

M_i -масса выброса i -го вещества, т/год;

$ПДК_i$ -среднесуточная предельно-допустимая концентрация i -го вещества, мг/м³;

n -количество загрязняющих веществ, выбрасываемых предприятием;

a_i -безразмерная константа, соотношения вредности i -го вещества с вредностью SO_2 . где:

Константа	1 класс опасности	2 класс опасности	3 класс опасности	4 класс опасности
a_i	1,7	1,3	1,0	0,9

Согласно приведенным ниже граничным условиям деления предприятий на категории опасности рассчитана категория опасности предприятия по массе и видовому составу выбрасываемых в атмосферу веществ.

Категория опасности предприятия	I	II	III	IV
Значение КОП	$КОП \geq 10^6$	$10^6 > КОП \geq 10^4$	$10^4 > КОП \geq 10^3$	$КОП < 10^3$

Таблицы составлены с помощью программного комплекса «ЭРА» (фирма «ЛОГОС-ПЛЮС», г. Новосибирск) на основе расчетов выбросов загрязняющих веществ от источников загрязнения атмосферы предприятия.

Перечени загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от источников на существующее положение и по годам, представлены в таблице 3.1.1.-3.1.4.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
на 2022 год.

Шалкарский район, Объекты по добыче газа ТОО "ТетисАралГаз"

Код загр. веще- ства	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне- суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Класс опас- ности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год	Значение КОВ (М/ПДК) **а	Выброс вещества, усл.т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0.04		3	0.07449	0.36122	9.0305	9.0305
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.01	0.001		2	0.0016659	0.007522	13.7795	7.522
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		2	12.6859505222	328.237672	122565.139	8205.9418
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		3	2.06146026113	53.3386644	888.9777	888.97774
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		3	0.34552466666	6.1851416	123.7028	123.702832
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		3	0.34010118888	3.3012691	66.0254	66.025382
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			2	0.0000183	0.00000808	0	0.00101
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	6.59873855554	145.830676	32.9651	48.6102253
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.02	0.005		2	0.0000897	0.00093	0	0.186
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.2	0.03		2	0.0008632	0.003	0	0.1
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		31182.1585054	280.77319968	5.6155	5.61546399
0621	Метилбензол (349)	0.6			3	0.3828	0.792	1.32	1.32
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		1	0.00000824942	0.0001644927	5853.9523	164.49268
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)	0.1			3	0.1401	0.27	2.7	2.7
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)	5			4	0.1866	0.3	0	0.06

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
на 2022 год.

Шалкарский район, Объекты по добыче газа ТОО "ТетисАралГаз" , 2019

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1119	2-Этоксизтанол (Этиловый эфир этиленгликоля, Этилцеллозольв) (1497*)			0.7		0.0747	0.144	0	0.20571429
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)	0.1			4	0.0747	0.156	1.4921	1.56
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		2	0.08254999998	1.515388	683.4095	151.5388
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0.35			4	0.0747	0.138	0	0.39428571
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	5	1.5		4	0.00756	0.02833	0	0.01888667
2732	Керосин (654*)			1.2		0.01391	0.037886	0	0.03157167
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0.05		0.4364942	14.289364	285.7873	285.78728
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	2.00139888891	36.492187	25.4671	36.492187
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		3	0.0052	0.01123	0	0.07486667
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.3	0.1		3	0.0402664	2.129736	21.2974	21.29736
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0.04		0.0034	0.00734	0	0.1835
	В С Е Г О:					31207.7917954	874.35092835	130580.7	10021.8701

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)

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
на 2023 - 2027 гг, с учетом мероприятий по снижению выбросов

Шалкарский район, Объекты по добыче газа ТОО "ТетисАралГаз"

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максималь- ная разо- вая, мг/м3	ПДК среднесу- точная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опас- ности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, т/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (дижелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0.04		3	0.07449	0.36122	9.0305
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0.01	0.001		2	0.0016659	0.007522	7.522
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	11.8085505222	300.567562	7514.18905
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	1.82956026113	46.0255244	767.092073
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0.15	0.05		3	0.34552466666	6.1851416	123.702832
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.5	0.05		3	0.34010118888	3.3012691	66.025382
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0.008			2	0.0000183	0.00000808	0.00101
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	6.33893855554	137.640686	45.8802287
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0.02	0.005		2	0.0000897	0.00093	0.186
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)		0.2	0.03		2	0.0008632	0.003	0.1
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		115.8993374	458.418199684	9.16836399
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.3828	0.792	1.32
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.00000824942	0.00016449268	164.49268
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (0.1			3	0.1401	0.27	2.7

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
на 2023-2027 гг, с учетом мероприятий по снижению выбросов

Шалкарский район, Объекты по добыче газа ТОО "ТетисАралГаз"

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1061	102) Этанол (Этиловый спирт) (667)		5			4	0.1866	0.3	0.06
1119	2-Этоксизтанол (Этиловый эфир этиленгликоля, Этилцеллозольв) (1497*)				0.7		0.0747	0.144	0.20571429
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)		0.1			4	0.0747	0.156	1.56
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0.05	0.01		2	0.08254999998	1.515388	151.5388
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)		0.35			4	0.0747	0.138	0.39428571
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)		5	1.5		4	0.00756	0.02833	0.01888667
2732	Керосин (654*)				1.2		0.01391	0.037886	0.03157167
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0.05		0.4364942	14.289364	285.78728
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	2.00139888891	36.492187	36.492187
2902	Взвешенные частицы (116)		0.5	0.15		3	0.0052	0.01123	0.07486667
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0.3	0.1		3	0.0402664	2.129736	21.29736
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0.04		0.0034	0.00734	0.1835
	В С Е Г О :						140.163527433	1008.82268835	9209.05457

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

2.7. Характеристика залповых и аварийных выбросов

К *залповым* выбросам относятся выбросы загрязняющих веществ, предусмотренные регламентом работ, превышающие обычный уровень выбросов, которые также могут превышать установленный нормативный уровень (НДВ).

Потенциальными источниками организованных залповых выбросов природного газа в окружающую среду являются объекты линейной части магистрального газопровода (ЛЧ МГ), компрессорных станций (КС), газораспределительных станций (ГРС), газоизмерительных станций (ГИС) на объектах транспорта газа. Планово-предупредительный ремонт и другие работы по нормальной эксплуатации технологического оборудования (освидетельствование аппаратов, сосудов, работающих под давлением; осмотр диафрагмы; проверка работы редуктора, опорожнение пылеуловителей, замерных линий, линий редуцирования, участков газопроводов, импульсных линий, линий подводящих газопроводов) сопровождаются залповыми выбросами газа в атмосферу. Залповые выбросы характеризуются большими объемами выбрасываемого газа и сверхзвуковыми скоростями выброса.

Согласно «Методике определения нормативов эмиссий в окружающую среду» для залповых выбросов, которые являются составной частью технологического процесса, оценивается разовая и суммарная за год величина (г/с, т/год). Максимальные разовые залповые выбросы (г/с) не нормируются ввиду их кратковременности и в расчетах рассеивания вредных веществ в атмосфере не учитываются. Суммарная за год величина залповых выбросов нормируется при установлении общего годового выброса с учетом штатного режима работы оборудования (т/год). Данные о залповых выбросах приведены в таблице:

**Таблица источников залповых выбросов на объектах по добыче газа
м/р Аккулковское и Кызылой**

Источники выделения загрязняющих веществ	Время, час/год	Наименование источника выброса	Номер ИЗА	Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выбросы ЗВ	
						г/с	т/год
Продувка и сравливание от задвиги входного патрубка до первой ступени ГПА-1	0.06	Продувка и сравливание от задвиги входного патру	0102	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	628.77333	4.8223968
Продувка и сравливание от выхода первой ступени сжатия до выходной задвиги ГПА-1	2	Продувка и сравливание от выхода первой ступени сж	0103	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	233.24	0.3652416
Проверка работоспособнос ти предохранительн ого клапана ГПА-1	0.06	Проверка работоспособности предохранительн ого кла	0104	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00361	0.0000000002
Проверка работоспособнос ти предохранительн ого клапана ГПА-1	0.06	Проверка работоспособности предохранительн ого клап	0105	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00361	0.0000000002
Продувка и сравливание от задвиги входного патрубка до первой ступени ГПА-2	2	Продувка и сравливание от задвиги входного патру	0107	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	628.77333	4.8223968
Продувка и сравливание от выхода первой ступени сжатия до выходной задвиги ГПА-2	2	Продувка и сравливание от выхода первой ступени сж	0108	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	233.24	0.3652416
Проверка работоспособнос	0.06	Проверка работоспособности	0109	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (0.00361	0.0000000002

ти предохранительн ого клапана ГПА-2		предохранительн о кла			1502*)		
Проверка работоспособнос ти	0.06	Проверка работоспособности	0110	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00361	0.0000000002
предохранительн ого клапана ГПА-2		предохранительн о кла					
Продувка и сравливание от задвиги входного патрубка до первой ступени сжатия ГПА-3	2	Продувка и сравливание от задвиги входного патру	0112	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	628.77333	4.8223968
Продувка и сравливание от выхода первой ступени сжатия до выходной задвиги ГПА-3	2	Продувка и сравливание от выхода первой ступени с	0113	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	233.24	0.3652416
Проверка работоспособнос ти	0.06	Проверка работоспособности	0114	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00361	0.0000000002
предохранительн ого клапана ГПА-3		предохранительн о клап					
Проверка работоспособнос ти	0.06	Проверка работоспособности	0115	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00361	0.0000000002
предохранительн ого клапана ГПА-3		предохранительн о клап					
Сравливание участка от 1-ой ступени очистки до задвиги вход. патрубка (свеча ГПА-3)	0.02	Сравливание участка от 1-ой ступени очистки до за	0116	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	44.61772	0.05354
Продувка и сравливание от задвиги входного патрубка до первой ступени сжатия ГПА-4	2	Продувка и сравливание от задвиги входного патру	0118	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	628.77333	4.8223968
Продувка и сравливание от выхода первой ступени сжатия до выходной задвиги ГПА-4	2	Продувка и сравливание от выхода первой ступени с	0119	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	233.24	0.3652416
Проверка работоспособнос ти	0.06	Проверка работоспособности	0120	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00361	0.0000000002
предохранительн ого клапана ГПА-4		предохранительн о клап					
Проверка работоспособнос ти	0.06	Проверка работоспособности	0121	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00361	0.0000000002
предохранительн ого клапана ГПА-4		предохранительн о клап					
Продувка и сравливание от задвиги входного патрубка до первой ступени сжатия ГПА-5	2	Продувка и сравливание от задвиги входного патру	0123	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	628.77333	4.8223968
Продувка и сравливание от выхода первой ступени сжатия до выходной задвиги ГПА-5	2	Продувка и сравливание от выхода первой ступени с	0124	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	233.24	0.3652416
Проверка работоспособнос ти	0.06	Проверка работоспособности	0125	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00361	0.0000000002
		предохранительн					

предохранительн ого клапана ГПА-5		о клап					
Проверка работоспособнос ти предохранительн ого клапана ГПА-5	0.06	Проверка работоспособности предохранительного клап	0126	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00361	0.0000000002
Свеча от выходного коллектора газа	0.02	Свеча от выходного коллектора газа	0127	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	44.61772	0.05354
Свеча от выходного коллектора газа	0.16	Свеча от выходного коллектора газа	0128	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	125.52228	0.15063
Свеча линейного крана №7	0.13	Свеча крана №7	0129	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	154.55083	0.18546
Свеча линейного крана №7	0.08	Свеча крана №7	0130	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	69.89609	0.08388
Свеча предохранительн ого клапана 36	0.06	Свеча предохранительного клапана 36	0131	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00361	0.0000000002
Свеча предохранительн ого клапана 36.1.	0.06	Свеча предохранительного клапана 36.1.	0132	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00361	0.0000000002
Стравливание участка от узла учета газа охр кранов №21.1 и №21	0.08	Стравливание участка от узла учета газа охр кранов	0133	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	135.68426	0.16282
Стравливание участка от узла учета газа охр кранов №21.1 и №21	0.08	Стравливание участка от узла учета газа охр кранов	0134	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	135.68426	0.16282
Стравливание участка от узла учета газа охр кранов №21.1. и №21	0.08	Стравливание участка от узла учета газа охр кранов	0135	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	135.68426	0.16282
Стравливание участка от узла учета газа охр кранов №21.1. и №21	0.08	Стравливание участка от узла учета газа охр кранов	0136	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	135.68426	0.16282
Свеча крана 111/113	0.028	Свеча крана 111/ 113	0138	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	44.61772	0.05354
ПК на АГРС	0.06	ПК на АГРС	0139	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00361	0.0000000002
ПК на АГРС	0.06	ПК на АГРС	0140	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00361	0.0000000002
Продувка и стравливание ГЭС-1		Продувка и стравливание ГЭС- 1	0145	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.91233	0.00109
Продувка и стравливание ГЭС-2		Продувка и стравливание ГЭС- 2	0146	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.91233	0.00109
Продувка и стравливание ГЭС-4		Продувка и стравливание ГЭС- 4	0150	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.91233	0.00109
Продувка и стравливание на ГЭС-5		Продувка и стравливание ГЭС- 5	0151	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.91233	0.00109
Продувка и стравливание на СОГ - А	0.08	Продувка и стравливание на СОГ - А	0152	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.41667	0.0005
Продувка и стравливание на СОГ - С	0.08	Продувка и стравливание на СОГ - С	0153	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.41667	0.0005
Продувка и стравливание на СОГ - В	0.08	Продувка и стравливание на СОГ - В	0154	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.41667	0.0005
Продувка и стравливание на осушке газа	0.05	Продувка и стравливание на осушке газа	0155	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	26.42574	0.03171
Свеча продувки	0.17	Свеча продувки и	0158	0415	Смесь углеводородов	125.52228	0.15063

и сраствливания узла учета		сраствливания узла учета			предельных C1-C5 (1502*)		
Продувка и сраствливание газа на выкидных линиях КЫЗ102	0.03	Продувка и сраствливание газа на выкидных линиях К	0201	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	3.0527	0.00366
Продувка и сраствливание газа на выкидных линиях КЫЗ103	0.03	Продувка и сраствливание газа на выкидных линиях КЫ	0202	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	3.0527	0.00366
Продувка и сраствливание газа на выкидных линиях КЫЗ 104	0.03	Продувка и сраствливание газа на выкидных линиях К	0203	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	3.0527	0.00366
Продувка ОК КЫЗ 111	0.06	Продувка ОК КЫЗ 110	0204	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.002514	0.0000000002
Продувка и сраствливание газа на выкидных линиях КЫЗ 105	0.17	Продувка и сраствливание газа на выкидных линиях К	0205	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	187.53765	0.22505
Продувка ОК АКК 10	0.06	Продувка ОК АКК 10	0206	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.002514	0.0000000002
Продувка и сраствливание газа на выкидных линиях КЫЗ 106	0.17	Продувка и сраствливание газа на выкидных линиях К	0207	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	177.15846	0.21259
Продувка и сраствливание газа на выкидных линиях КЫЗ 107	0.17	Продувка и сраствливание газа на выкидных линиях К	0208	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	177.0567	0.21247
Продувка и сраствливание газа на выкидных линиях КЫЗ 109	0.17	Продувка и сраствливание газа на выкидных линиях К	0209	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	119.05537	0.14287
Продувка ОК АКК08	0.06	Продувка ОК АКК08	0210	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.002514	0.0000000002
Свеча ПК ГС-4 на ППГ-1	0.06	Продувка и сраствливание ГС-4 на ППГ-1	0211	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.002514	0.0000000002
Продувка и сраствливание газа через свечу ДЕ, КЗОУ, 8 м3	0.66	Дренажная емкость КПОУ КЗ, 8 м3	0213	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	413.51393	0.99243
Продувка и сраствливание газа через свечу ДЕ, КПОУ, 8 м3	0.66	Дренажная емкость КЗОУ, 8 м3	0214	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	413.51393	0.99243
Продувка ОК на скв Г-12	0.06	Продувка ОК, Г-12	0215	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.002514	0.0000000002
Продувка и сраствливание газа сборного коллектора КЫЗ через свечу ЛКр№1 при ППР	0.67	Свеча ЛКр№1	0216	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	712.48451	1.70996
Продувка и сраствливание газа сборного коллектора КЫЗ через свечу ЛКр№1 при ППР	0.67	Свеча ЛКр№1	0217	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	712.48451	1.70996
Продувка и сраствливание газа сборного коллектора ЛКр№2 при ППР и при его очистке		Свеча ЛКр№2	0218	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	704.68647	2.33427
Продувка и	0.17	Продувка и	0219	0415	Смесь углеводородов	106.33578	0.1276

сравливание газа на выкидных линиях Г-12		сравливание газа на выкидных линиях Г1			предельных C1-C5 (1502*)		
Продувка и сравливание газа на выкидных линиях Г-16	0.03	Продувка и сравливание газа на выкидных линиях Г-	0220	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	2.03513	0.00244
Продувка и сравливание газа на выкидных линиях АКК05	1	Продувка и сравливание газа на выкидных Линиях АКК	0221	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	219.45534	0.79004
Продувка и сравливание газа на выкидных линиях АКК08	0.17	Продувка и сравливание газа на выкидных линиях АК	0222	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	223.8648	0.26864
Продувка и сравливание газа сборного коллектора Кыз через свечу ЛКр№2 при ППР	0.33	Свеча ЛКр№2	0223	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	704.68647	0.84562
Продувка и сравливание на выкидных линиях КЫЗ110	0.08	Продувка и сравливание на выкидных линиях КЫЗ110	0224	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	39.07458	0.04689
Продувка и сравливание на выкидных линиях КЫЗ111	2	Продувка и сравливание на выкидных линиях КЫЗ111	0225	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	445.37947	3.20673
Продувка и сравливание на выкидных линиях АКК10	0.08	Продувка и сравливание на выкидных линиях АКК10	0226	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	50.87836	0.06105
Продувка и сравливание газа на выкидных линиях КЫЗ113	0.17	Продувка и сравливание газа на выкидных линиях К	0227	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	31.13756	0.03737
Продувка и сравливание газа на выкидных линиях КЫЗ121	0.17	Продувка и сравливание газа на выкидных линиях К	0228	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	343.42895	0.41211
Продувка и сравливание газа на выкидных линиях КЫЗ123	0.17	Продувка и сравливание газа на выкидных линиях К	0229	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	128.21347	0.15386
Продувка и сравливание газа на выкидных линиях АКК-04	0.083	Продувка и сравливание газа на выкидных линиях АК	0301	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	85.78092	0.10294
Продувка и сравливание газа на выкидных линиях АКК-11	0.17	Продувка и сравливание газа на выкидных линиях АК	0302	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	108.47267	0.13017
Продувка и сравливание газа на выкидных линиях АКК-14	0.03	Продувка и сравливание газа на выкидных линиях АК	0303	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	16.38283	0.01966
Продувка и сравливание газа на выкидных линиях АКК-15	0.17	Продувка и сравливание газа на выкидных линиях АК	0304	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	91.58105	0.1099
Продувка и сравливание газа на выкидных линиях АКК-16	1	Продувка и сравливание газа на выкидных линиях АК	0305	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	361.23638	1.30045
Продувка и сравливание газа на выкидных линиях АКК-17	0.08	Продувка и сравливание газа на выкидных линиях АК	0306	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	55.9662	0.06716

Свеча ПК ГС-7 на ППГ АКК-2	0.06	Продувка и стравливание ГС-7 на ППГ-2	0307	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.002514	0.0000000002
Продувка и стравливание газа через ППГ АКК1 при очистке и ППР сборного коллектора АКК1 и	0.33	Свеча ДЕ ППГ АКК	0309	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	922.10045	3.67586
Свеча ПК ГС ППГ АКК-1	0.06	Свеча ПК ГС ППГ АКК	0310	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.002514	0.0000000002
Продувка и стравливание газа на выкидных линиях АКК-20	0.17	Продувка и стравливание газа на выкидных линиях АК	0311	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	300.38586	0.36046
Продувка и стравливание газа на выкидных линиях АКК-23	0.17	Продувка и стравливание газа на выкидных линиях АК	0312	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	139.2032	0.16704
Продувка и стравливание газа на выкидных линиях АКК-24	1	Продувка и стравливание газа на выкидных линиях АК	0313	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	322.22963	1.16003
Продувка и стравливание газа на выкидных линиях АКК-25	0.83	Продувка и стравливание газа на выкидных линиях АК	0314	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	57.39079	0.06887
Продувка и стравливание газа на выкидных линиях АКК-26	0.17	Продувка и стравливание газа на выкидных линиях АК	0315	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	111.9324	0.13432
Продувка и стравливание газа на выкидных линиях АКК-22	0.08	Продувка и стравливание газа на выкидных линиях АК	0316	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	854.7565	1.02571
Продувка и стравливание газа сборного коллектора АКК2 через ДЕ КПОУ АКК2 при ППР и очистке	0.33	Свеча ДЕ-8м3, КПОУ ППГ АКК2	0317	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	729.10268	2.86231
Свеча ЛКр №3	2	Свеча ЛКр №3	0318	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1677.02874	14.48953
Свеча ЛКр №3	2	Свеча ЛКр №3	0319	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1677.02874	14.48953
Свеча ЛКр №19	2	Свеча ЛКр №19	0320	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1148.64982	9.92433
Свеча ЛКр №19	2	Свеча ЛКр №19	0321	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1148.64982	9.92433
Свеча ЛКр №8	0.16	Свеча ЛКр №8	0322	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	77.53386	0.09304
Свеча ЛКр №8	0.16	Свеча ЛКр №8	0323	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	77.53386	0.09304
Продувка и стравливание газа через ДЕ КПОУ при очистке линейного газопровода	0.66	Свеча ДЕ КПОУ линейного газопровода	0324	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	413.51393	0.99243
Продувка и стравливание газа через свечу КЗОУ ППГ АКК-1 при очистке	0.33	Свеча ДЕ КЗОУ, ППГ АКК-1	0325	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	197.94643	0.23754

сборного коллектора Продувка и стравливание газа через свечу КЗОУ ППГ АКК-2 при очистке сборного коллектора	0.33	Свеча КЗОУ, ППГ АКК-2	0326	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	197.94643	0.23754
--	------	-----------------------	------	------	--	-----------	---------

Под *аварией* понимают существенные отклонения от нормативно-проектных или допустимых эксплуатационных условий производственно-хозяйственной деятельности по причинам, связанным с действиями человека или техническими средствами, а также в результате любых природных явлений (наводнение, землетрясение, оползни, ураганы и другие стихийные бедствия). К главным причинам аварий следует отнести:

- полные или частичные отказы технических систем и транспортных средств;
- пожары, которые могут быть вызваны различными причинами;
- ошибки обслуживающего персонала;
- природные явления.

Аварийным выбросом является любой выброс загрязняющих веществ, произошедший в ходе нарушения технологии или в результате аварии. Для аварийных выбросов нормативы ПДВ не устанавливаются, их расчет производится в каждом конкретном случае при возникновении аварийной ситуации.

Для снижения риска возникновения аварий и снижения ущерба от их последствий, выявляются проблемы, анализируются ситуации и разрабатывается комплекс мер по обеспечению безопасности и оптимизации средств подавления и локализации аварий, разрабатываются планы мероприятий на случай любых аварийных ситуаций. Меры безопасности предусматривают соблюдение действующих противопожарных и строительных норм и правил на объекте, в том числе:

- ✓ обеспечение беспрепятственного проезда аварийных служб к любой точке производственного участка;
- ✓ обеспечение безопасности производства на наиболее опасных участках и системах контрольно – измерительными приборами и автоматикой;
- ✓ обучение персонала правилам техники безопасности, пожарной безопасности и соблюдение правил эксплуатации при выполнении работ;
- ✓ регулярные технические осмотры оборудования, ремонт и замена неисправных материалов и оборудования;
- ✓ применение материалов, оборудования и арматуры, обеспечивающих надежность эксплуатации, термоизоляции горячих поверхностей.

За исходный период на производственных объектах предприятия не были отмечены внештатные ситуации, оказавшие влияние на загрязнение атмосферного воздуха. Согласно Экологическому Кодексу РК при возникновении аварийной ситуации предприятие обязано известить контролирующие органы в области охраны окружающей среды и возместить нанесенный ущерб.

2.8. Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета ПДВ

Для определения количественных и качественных величин выбросов от источников предприятия выполнены расчеты по действующим нормативно-методическим документам. При этом использовались данные о количестве используемого сырья и материалов, количестве часов работы оборудования. Расчеты по определению количества загрязняющих веществ выбрасываемых в атмосферу источниками выбросов приведены в приложении.

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета ПДВ представлены в

таблице 3.3 в приложении.

РАЗДЕЛ 3. ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО НОРМАТИВАМ ПДВ

3.1. Моделирование и анализ расчетных приземных концентраций загрязняющих веществ

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

Моделирование рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проводилось на персональном компьютере по программному комплексу «ЭРА» версия 1.7. (ООО НПП «Логос-Плюс», г. Новосибирск), в котором реализованы основные зависимости и положения «Расчета полей концентраций вредных веществ в атмосфере без учета влияния застройки» (в соответствии с ОНД-86).

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

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

ЭРА v2.0

г. Шалкар, ТОО "ТетисАралГаз"

Таблица 3.4

Наименование характеристик	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности в городе	1.00
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, град.С	29.2
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С	-31.0
Среднегодовая роза ветров, %	
С	10.0
СВ	12.0
В	15.0
ЮВ	7.0
Ю	10.0
ЮЗ	12.0
З	26.0
СЗ	8.0
Среднегодовая скорость ветра, м/с	4.0
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	12.0

Расчётами рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере определены максимальные концентрации всех загрязняющих веществ, выбрасываемых всеми источниками и расстояния достижения максимальных концентраций загрязняющих веществ.

При проведении расчетов рассеивания загрязняющих веществ были приняты характеристики источников и их выбросы, приведенные в таблице «Параметры выбросов загрязняющих веществ».

Результаты определения необходимости расчетов приземных концентраций по веществам приведены в таблице «Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам на 2023-2027 года». В данной таблице в графах 1,2 приведен код и наименование загрязняющего вещества, в графах 3-5 – значения ПДК и ОБУВ в мг/м^3 . В графе 6 приведены максимально-разовые выбросы (в г/с) веществ, в графе 7 – средневзвешенная высота источников выброса, в графе 8 – условие отношения суммарного значения максимально-разового выброса к $\text{ПДК}_{\text{мр}}$ (мг/м^3), по средневзвешенной высоте источников выброса, в графе 9 – примечание о выполнении условия в графе 8.

В связи с тем, что в районе месторождения Аккулковское и Кызылой РГП «Казгидромет» не имеет действующей метеостанции и метеопостов расчет максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы выполнялся без учета фоновых концентраций (справка в приложении).

Расчет приземных концентраций загрязняющих веществ проводился на 2022 год, как на существующее положение и на 2027 год, как на год достижения предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ, с учетом перспективы развития компании.

Расчет приземных концентраций был выполнен исходя из максимальных расчетных выбросов от всех источников выбросов, с учетом дискретности времени работы оборудования. Расчеты рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере проведены с учетом последовательности и возможного совпадения работ при производственной деятельности предприятия.

Для расчетов рассеивания были приняты прямоугольники с расчетными параметрами:

- РП№1 ДКС - размеры – $3000\text{м} \times 3000\text{м}$ шаг расчетной сетки – 250м
- РП№2 ДКС (ИЗА при ремонтных работах) - размеры – $2500\text{м} \times 2500\text{м}$ шаг расчетной сетки – 250м
- РП№3 м-е Кызылой - размеры – $2500\text{м} \times 2500\text{м}$ шаг расчетной сетки – 250м
- РП№4 м-е Аккулковское - размеры – $2500\text{м} \times 2500\text{м}$ шаг расчетной сетки – 250м

Карты рассеивания загрязняющих веществ, групп суммации и расчет рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере представлены в приложении .

Проведенные расчеты по программе позволили получить следующие данные:

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

Анализ результатов моделирования показывает, что при регламентном режиме работы предприятия и одновременно работающих источников выброса экологические характеристики атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны предприятия по всем загрязняющим ингредиентам находятся в пределах нормативных величин.

На основании проведенных расчетов выбросов в атмосферу, анализа проведенного моделирования максимальных приземных концентраций можно сделать следующие выводы:

- максимальные приземные концентрации отмечаются вблизи источников выбросов;
- на границе санитарно-защитной зоны предприятия максимальные расчетные концентрации всех загрязняющих веществ не превышают 1 ПДК.

Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам
на 2022 год.

Шалкарский район, Объекты по добыче газа ТОО "ТетисАралГаз"

Код загр. веще- ства	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне- суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Выброс вещества г/с (М)	Среднезве- шенная высота, м (Н)	М/ (ПДК*Н) для Н>10 М/ПДК для Н<10	Необхо- димость проведе ния расчетов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0.04		0.07449	2	0.1862	Да
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.01	0.001		0.0016659	2	0.1666	Да
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		2.06146026113	6.12	5.1537	Да
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		0.34552466666	2.99	2.3035	Да
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		6.59873855554	4.68	1.3197	Да
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50	110.2933374	4.93	2.2059	Да
0621	Метилбензол (349)	0.6			0.3828	2	0.638	Да
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		0.00000824942	2.99	0.8249	Да
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)	0.1			0.1401	2	1.401	Да
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)	5			0.1866	2	0.0373	Нет
1119	2-Этоксизтанол (Этиловый эфир этиленгликоля, Этилцеллозольв) (1497*)			0.7	0.0747	2	0.1067	Да
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)	0.1			0.0747	2	0.747	Да
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0.35			0.0747	2	0.2134	Да
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	5	1.5		0.00756	2	0.0015	Нет
2732	Керосин (654*)			1.2	0.01391	2	0.0116	Нет
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0.05	0.4364942	2	8.7299	Да
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			2.00139888891	2.99	2.0014	Да

Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам
на 2022 год.

Шалкарский район, Объекты по добыче газа ТОО "ТетисАралГаз"

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		0.0052	2	0.0104	Нет
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.3	0.1		0.0402664	2	0.1342	Да
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0.04	0.0034	2	0.085	Нет
Вещества, обладающие эффектом суммарного вредного воздействия								
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		12.6859505222	6.12	63.4298	Да
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		0.34010118888	2.3	0.6802	Да
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			0.0000183	2	0.0023	Нет
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.02	0.005		0.0000897	2	0.0045	Нет
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.2	0.03		0.0008632	2	0.0043	Нет
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		0.08254999998	2.99	1.651	Да
<p>Примечания: 1. Необходимость расчетов концентраций определяется согласно п.58 МРК-2014. Значение параметра в колонке 8 должно быть >0.01 при Н>10 и >0.1 при Н<10, где Н - средневзвешенная высота ИЗА, которая определяется по стандартной формуле: $\text{Сумма}(H_i \cdot M_i) / \text{Сумма}(M_i)$, где H_i - фактическая высота ИЗА, M_i - выброс ЗВ, г/с</p> <p>2. При отсутствии ПДКм.р. берется ОБУВ, при отсутствии ОБУВ - ПДКс.с.</p>								

Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам
на 2023-2027гг.

Шалкарский район, Объекты по добыче газа ТОО "ТетисАралГаз"

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Выброс вещества г/с (М)	Средневысшая высота, м (Н)	М/ (ПДК*Н) для Н>10 М/ПДК для Н<10	Необходимость проведения расчетов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0.04		0.07449	2	0.1862	Да
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.01	0.001		0.0016659	2	0.1666	Да
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		1.82956026113	5.83	4.5739	Да
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		0.34552466666	2.99	2.3035	Да
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		6.33893855554	4.53	1.2678	Да
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50	115.8993374	4.82	2.318	Да
0621	Метилбензол (349)	0.6			0.3828	2	0.638	Да
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		0.00000824942	2.99	0.8249	Да
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)	0.1			0.1401	2	1.401	Да
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)	5			0.1866	2	0.0373	Нет
1119	2-Этоксизтанол (Этиловый эфир этиленгликоля, Этилцеллозольв) (1497*)			0.7	0.0747	2	0.1067	Да
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)	0.1			0.0747	2	0.747	Да
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0.35			0.0747	2	0.2134	Да
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	5	1.5		0.00756	2	0.0015	Нет
2732	Керосин (654*)			1.2	0.01391	2	0.0116	Нет
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0.05	0.4364942	2	8.7299	Да
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			2.00139888891	2.99	2.0014	Да

Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам
на 2023-2027гг.

Шалкарский район, Объекты по добыче газа ТОО "ТетисАралГаз"

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		0.0052	2	0.0104	Нет
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.3	0.1		0.0402664	2	0.1342	Да
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0.04	0.0034	2	0.085	Нет
Вещества, обладающие эффектом суммарного вредного воздействия								
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		11.8085505222	5.95	59.0428	Да
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		0.34010118888	2.3	0.6802	Да
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			0.0000183	2	0.0023	Нет
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.02	0.005		0.0000897	2	0.0045	Нет
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.2	0.03		0.0008632	2	0.0043	Нет
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		0.08254999998	2.99	1.651	Да

Примечания: 1. Необходимость расчетов концентраций определяется согласно п.58 МРК-2014. Значение параметра в колонке 8 должно быть >0.01 при Н>10 и >0.1 при Н<10, где Н - средневзвешенная высота ИЗА, которая определяется по стандартной формуле:

$\text{Сумма}(Н_i \cdot M_i) / \text{Сумма}(M_i)$, где H_i - фактическая высота ИЗА, M_i - выброс ЗВ, г/с

2. При отсутствии ПДКм.р. берется ОБУВ, при отсутствии ОБУВ - ПДКс.с.

3.2. Предложения по нормативам допустимых выбросов

НДВ загрязняющих веществ в атмосферу устанавливают для каждого источника выбросов загрязняющих веществ, при условии, что выбросы вредных веществ при рассеивании не создадут приземную концентрацию, превышающую их ПДК для населенных мест.

На основании расчетов и анализа выбросов вредных веществ разработано предложение по нормативам допустимых выбросов. Предусматривается один этап установления НДВ по всем источникам выбросов, т. к. источники выбросов не окажут существенного воздействия на качество атмосферного воздуха ближайших населенных пунктов и в санитарно-защитной зоне не превышают предельно допустимой концентрации.

Предложения по нормативам допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на 2023-2027 гг. сведены в таблицу «Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по предприятию» (в приложении) и составляют:

В 2022 году – 874,35092836 т/год, в том числе: твердых – 8,70535409268 т/год, жидких и газообразных – 865,6455743 т/год.

В 2023-2027 гг – 1008,82268809268 т/год, в том числе: твердых – 8,70535409268 т/год, жидких и газообразных – 1000,117334 т/год.

Согласно проведенным расчетом годом достижения предельно допустимых выбросов по всем загрязняющим веществам с учётом перспективы развития предприятия является 2027 год.

РАЗДЕЛ 4. ОБОСНОВАНИЕ РАЗМЕРОВ САНИТАРНО-ЗАЩИТНОЙ ЗОНЫ

Санитарно-защитная зона - территория, отделяющая зоны специального назначения, а также промышленные организации и другие производственные, коммунальные и складские объекты в населенном пункте от близлежащих селитебных территорий, зданий и сооружений жилищно-гражданского назначения в целях ослабления воздействия на них неблагоприятных факторов согласно санитарным правилам.

Размеры санитарно-защитной зоны приняты в соответствии с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» № 237 от 20.03.2015г., и подтверждены результатами расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере.:

- 1000 м – для промплощадки ДКС
- 1000 м – для месторождения Аккулковское
- 1000 м – для месторождения Кызылой

Эти расстояния принимаются за нормативные санитарно-защитные зоны от территорий предприятия. Результаты моделирования приземных концентраций показали, что на границе санитарно-защитной зоны превышение ПДК м.р. загрязняющих веществ не наблюдается. В границы санитарно-защитной зоны жилая зона не попадает.

Размер СЗЗ промплощадки ДКС

Направление ветра	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Размер СЗЗ, м	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000

Размер СЗЗ месторождения Аккулковское

Направление ветра	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Размер СЗЗ, м	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000

Размер СЗЗ месторождения Кызылой

Направление ветра	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ
Размер СЗЗ, м	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000

РАЗДЕЛ 5. МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ (НМУ)

Предотвращению опасного загрязнения воздуха в периоды неблагоприятных метеоусловий (НМУ) способствует регулирование выбросов или их кратковременное снижение. К неблагоприятным метеорологическим условиям относятся температурная инверсия, пыльные бури, штиль, туман и дымка.

Под регулированием выбросов загрязняющих веществ в атмосферу понимается их кратковременное сокращение в периоды НМУ, когда формируется высокий уровень загрязнения атмосферы.

Регулирование выбросов осуществляется с учетом прогноза НМУ на основе предупреждений со стороны Казгидромета о возможном опасном росте концентраций примесей в воздухе вредных химических веществ, в связи с формированием неблагоприятных метеоусловий. Оперативное прогнозирование высоких уровней загрязнения воздуха осуществляет подразделение Казгидромета. Контроль выполнения мероприятий по сокращению выбросов в периоды НМУ проводит уполномоченный орган в области охраны окружающей среды.

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляются предупреждения 3-х степеней, которым соответствует три регламента работы предприятий в периоды НМУ. Размер сокращения выбросов для каждого предприятия в каждом конкретном случае устанавливают и корректируют местные органы Казгидромета. Снижение концентраций загрязняющих веществ в приземном слое должно составлять:

- по первому режиму – 15-20 %;
- по второму режиму – 20-40 %;
- по третьему режиму – 40-60 %.

Мероприятия на период неблагоприятных метеорологических условий сводятся к следующему:

- приведение в готовность бригады реагирования на аварийные ситуации;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- заблаговременное оповещение обслуживающего персонала о методах реагирования на внештатную ситуацию;
- усиление мер по контролю за работой и герметичностью основного технологического оборудования, целостностью системы технологических трубопроводов в строгом соответствии с технологическим регламентом на период НМУ;
- усиление контроля за выбросами источников, дающих максимальное количество загрязняющих веществ атмосферу;
- временное прекращение плановых ремонтов, связанных с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- запрещение сварочных работ;
- при нарастании НМУ - прекращение работ, которые могут привести к нарушению техники безопасности (работа на высоте, работа с электрооборудованием).

Мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ разработаны и утверждены для источников площадки ДКС на 2023-2027 год и приведены в приложении.

РАЗДЕЛ 6. КОНТРОЛЬ ЗА СОБЛЮДЕНИЕМ НОРМАТИВОВ ПДВ НА ПРЕДПРИЯТИИ

Контроль за соблюдением нормативов ПДВ на предприятии подразделяются на следующие виды:

- ✓ непосредственно на источниках выбросов;
- ✓ по фактическому загрязнению атмосферы воздуха на специально выбранных контрольных точках (постах);
- ✓ на постах, установленных на границе СЗЗ или в селитебной зоне района, в котором расположено предприятие.

Система контроля источников загрязнения атмосферы (ИЗА) представляет собой совокупность организованных, технических и методических мероприятий, направленных на выполнение требований законодательства в области охраны атмосферного воздуха, в том числе, на обеспечение действенного контроля за соблюдением нормативов предельно-допустимых выбросов. Система контроля ИЗА функционирует в 3-х уровнях: государственном, отраслевом и производственном. Виды контроля ИЗА классифицируются по признакам:

- ✓ по способу определения параметра (метод): инструментальный, расчетный;
- ✓ по месту контроля: на источнике загрязнения, на границе СЗЗ, на контрольных точках;
- ✓ по объему: полный и выборочный;
- ✓ по частоте измерений: эпизодический и систематический;
- ✓ по форме проведения: плановый и экстренный.

При выполнении производственного контроля службами предприятия производится:

- ✓ первичный учет видов и количества загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в утвержденном порядке;
- ✓ определение номенклатуры и количества загрязняющих веществ с помощью инструментальных или расчетных методов;
- ✓ составление отчета о вредных воздействиях по утвержденным формам;
- ✓ передача информации по превышению нормативов в результате аварийных ситуаций.

В соответствии с Экологическим кодексом РК юридические лица – природопользователи обязаны вести производственный мониторинг окружающей среды, учет и отчетность о воздействии осуществляемой ими хозяйственной деятельности на окружающую среду. Одним из элементов мониторинга является организация контроля качества атмосферного воздуха.

Контроль за соблюдением установленных нормативов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу осуществляется путем определения массы выбросов каждого вредного вещества в единицу времени от источников выбросов и сравнения полученного результата с установленными нормативами в соответствии с установленными правилами.

Годовой выброс не должен превышать установленного контрольного значения ПДВ тонн/год, максимальный – установленного значения ПДВ г/с. Отбор проб для определения концентраций выбрасываемых веществ выполняется в соответствии с действующими методиками и в соответствии с разработанной и утвержденной программой производственного экологического контроля.

План-график контроля на предприятии за соблюдением НДВ на источниках выбросов сведен в таблицу 3.10 (в приложении).

РАЗДЕЛ 7. РАСЧЕТ ПЛАТЫ ЗА ЭМИССИИ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Расчет платы (Π_H) за эмиссии загрязняющих веществ в атмосферу определен по формуле:

$$\Pi_H = \kappa \cdot B \cdot P$$

где:

κ - ставка платы за 1 тонну (МРП);

B - годовой нормативный объем загрязняющих веществ, т;

P - МРП = 3063 тенге на 2022 год.

Плата за эмиссии в окружающую среду

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выброс вещества с учетом очистки, т/год	ставка платы	МРП	Сумма, тенге
0123	Железо (II, III) оксиды	0,36122	30	3063	33192,5058
0143	Марганец и его соединения	0,007522	10	3063	230,39886
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	300,567562	20	3063	18412768,85
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	46,0255244	20	3063	2819523,625
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	6,1851416	24	3063	454682,1293
0330	Сера диоксид)	3,3012691	20	3063	202235,7451
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00000808	124	3063	3,06888096
0337	Углерод оксид	137,640686	0,32	3063	134909,8948
0342	Фтористые газообразные соединения	0,00093	0	3063	0
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,003	10	3063	91,89
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	458,418199684	0,32	3063	449323,1826
0621	Метилбензол (349)	0,792	0,32	3063	776,28672
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,00016449268	996600	3063	502128,0192
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)	0,27	0,32	3063	264,6432
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)	0,3	0,32	3063	294,048
1119	2-Этоксиэтанол	0,144	0,32	3063	141,14304
1210	Бутилацетат	0,156	0,32	3063	152,90496
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	1,515388	332	3063	1541022,303
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0,138	0,32	3063	135,26208
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый)	0,02833	0,32	3063	27,7679328
2732	Керосин (654*)	0,037886	0,32	3063	37,13434176
2735	Масло минеральное нефтяное	14,289364	0,32	3063	14005,86302
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С	36,492187	0,32	3063	35768,18201
2902	Взвешенные частицы (116)	0,01123	10	3063	343,9749
2908	Пыль неорганическая	2,129736	10	3063	65233,81368
2930	Пыль абразивная	0,00734	10	3063	224,8242
	В С Е Г О :	1008,822688			24 667 517,46

Плата за эмиссии загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных источников ТОО «ТетисАралГаз» на 2022г. составит 24 667 517,46 тенге.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК «Экологический кодекс Республики Казахстан»
2. Приложение 3 к Методике определения нормативов эмиссий в окружающую среду состав проекта нормативов эмиссий в части выбросов загрязняющих веществ в окружающую среду
3. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63 Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду.
4. Приказ Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008г. № 100-п. (с приложениями).
5. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу РНД 211.2.02.09-2004г.
6. Методика расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов - Приложение №11 Приказ Министра ООС РК от 18.04.2008 г. №100-п.
7. Методика расчета загрязняющих веществ от автотранспортных предприятий - Приложение №3 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 года №100-п.
8. Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996г.
9. Методика расчетов выбросов в окружающую среду от неорганизованных источников АО «Казтрансойла» Астана, 2005г.
10. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (дополненное и переработанное), СПб, НИИ Атмосфера, 2005г.
11. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров, РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005г.
12. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок, РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004г.
13. Приказа Министра охраны окружающей среды РК от 16 апреля 2012 года № 110-п «Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду» (с изменениями по состоянию на 17.06.2016г.)
14. Приказ Министра окружающей среды и водных ресурсов РК от 12.06.2014 №221-о «Об утверждении отдельных методических документов в области охраны окружающей среды».
15. Методические указания по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при механической обработке металлов (по величинам удельных выбросов) РНД 211.2.02.06.-2004. Астана 2005г.
16. Приказ Министра национальной экономики РК от 20.03 2015 года № 237.Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов"