

**Корректировка проекта  
нормативов допустимых выбросов  
загрязняющих веществ от источников выбросов  
для объектов по добыче газа  
ТОО «ТетисАралГаз» на 2026-2029гг.**

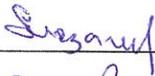
**Генеральный директор  
ТОО «ТетисАралГаз»**



**Мукушев Д.К.**

**Ақтобе, 2026 г.**

## Список исполнителей

Должность	Подпись	Исполнитель, ФИО
Старший эколог ТОО «ТетисАралГаз»		Мурзагалиева Ж.К.
Эколог ТОО «ТетисАралГаз»		Каржаулова С.А.
Эколог ТОО «ТетисАралГаз»		Берниязова М. Б.

## 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 2026-2029гг.

**Часть 2** - Приложения к «Проекту нормативов эмиссий веществ в атмосферу от источников выбросов для объектов по добыче газа ТОО «ТетисАралГаз» на 2026-2029гг».

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 2023г была выполнен проект РООС к РП «Обустройство новых газовых скважин на месторождении «Аккулка» в Актюбинской области. (Расширение N4)». Однако, в связи с простым объекта работы по обустройству скважин на месторождениях газа Аккулка и Кызылой не были проведены. Корректировка проекта НДВ обусловлена необходимостью включения нормативов выбросов загрязняющих веществ при обустройстве новых газовых скважин на объектах месторождений газа Аккулка и Кызылой в проект НДВ на 2026-2029гг.*

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 2026-2029 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 295 источников выбросов загрязняющих веществ, из них организованных – 165 и неорганизованных – 130. Количество источников выбросов на площадке ДКС составляет 98, из них организованных 72, неорганизованных – 26. На м/р Кызылой количество источников выбросов составляет - 93, организованных - 44, неорганизованных – 49. На м/р Аккулковское количество источников выбросов составляет - 104, организованных - 49, неорганизованных – 55.

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 2026-2029гг – 817,1273798 т/год, в том числе: твердых – 7.06517848894 т/год, жидких и газообразных – 810.062201304 т/год.

Плата за эмиссии загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных источников ТОО «ТетисАралГаз» на 2026г. составит 32 394 456,94 тенге.

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

Корректировка проекта НДВ загрязняющих веществ в атмосферу от источников выбросов для объектов по добыче газа ТОО «ТетисАралГаз» на 2026-2029гг.  
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<sub>мр</sub>.

На основании анализа проведенного моделирования разработаны предложения по установлению нормативов предельных выбросов на 2026-2029гг. 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.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
РАЗДЕЛ 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПЕРАТОРЕ	7
1.1 Общие сведения об операторе	7
1.2 Особо охраняемые природные территории, памятники архитектуры	7
1.3 Карта-схема района размещения объекта	8
1.4. Карта-схема размещения источников выбросов	9
РАЗДЕЛ 2 ХАРАКТЕРИСТИКА ОПЕРАТОРА КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ	13
2.1 Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования с точки зрения загрязнения атмосферы	13
2.2. Краткая характеристика существующего пылеулавливающего оборудования	24
2.3. Оценка степени применяемой технологии	24
2.4. Перспектива развития предприятия	24
2.5. Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета ПДВ	25
2.6. Характеристика залповых и аварийных выбросов	25
2.7. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу	32
2.8. Обоснование полноты и достоверности исходных данных	35
РАЗДЕЛ 3. ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ РАССЕЙВАНИЯ	39
3.1. Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере	39
3.2. Результаты расчётов уровня загрязнения атмосферы на соответствующее положение и с учётом перспективы развития	39
3.3. Предложения по нормативам допустимых выбросов	47
3.4. Обоснование возможности достижения нормативов с учётом использования малоотходной технологии и других планируемых мероприятий	47
РАЗДЕЛ 4. УТОЧНЕНИЕ ГРАНИЦ ОБЛАСТИ ВОЗДЕЙСТВИЯ ОБЪЕКТА	48
4.1. Данные о пределах области воздействия	48
4.2. Данные о размещении зоны заповедников, музеев, памятников архитектуры	48
РАЗДЕЛ 5. МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ (НМУ)	49
РАЗДЕЛ 6. КОНТРОЛЬ ЗА СОБЛЮДЕНИЕМ НОРМАТИВОВ ПДВ НА ПРЕДПРИЯТИИ	50
РАЗДЕЛ 7. РАСЧЕТ ПЛАТЫ ЗА ЭМИССИИ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	51
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	52

## **ВВЕДЕНИЕ**

Основанием для разработки «Корректировки проекта нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников выбросов для объектов по добыче газа ТОО «ТетисАралГаз» на 2026-2029гг.» является необходимость изменения количества источников выбросов загрязняющих веществ и утверждения нормативов выбросов загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на 2026-2029 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 2026-2029гг. разработан ТОО «ТетисАралГаз» (гос. лиц. № 01929Р от 24.05.2017 года).

### **Реквизиты ТОО «ТетисАралГаз»:**

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

## РАЗДЕЛ 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПЕРАТОРЕ

### 1.1. Общие сведения об операторе

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

Количество площадок представлено несколькими территориями: Аккулковская нефтегазоносная площадь включает месторождения Аккулковское и Кызылой. Объекты расположены частично в Байганинском районе (устья скважин), скважины, ППГ, ДКС (основные объекты) 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 4

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

Взаиморасположение объекта и граничащих с ним характерных объектов - 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.

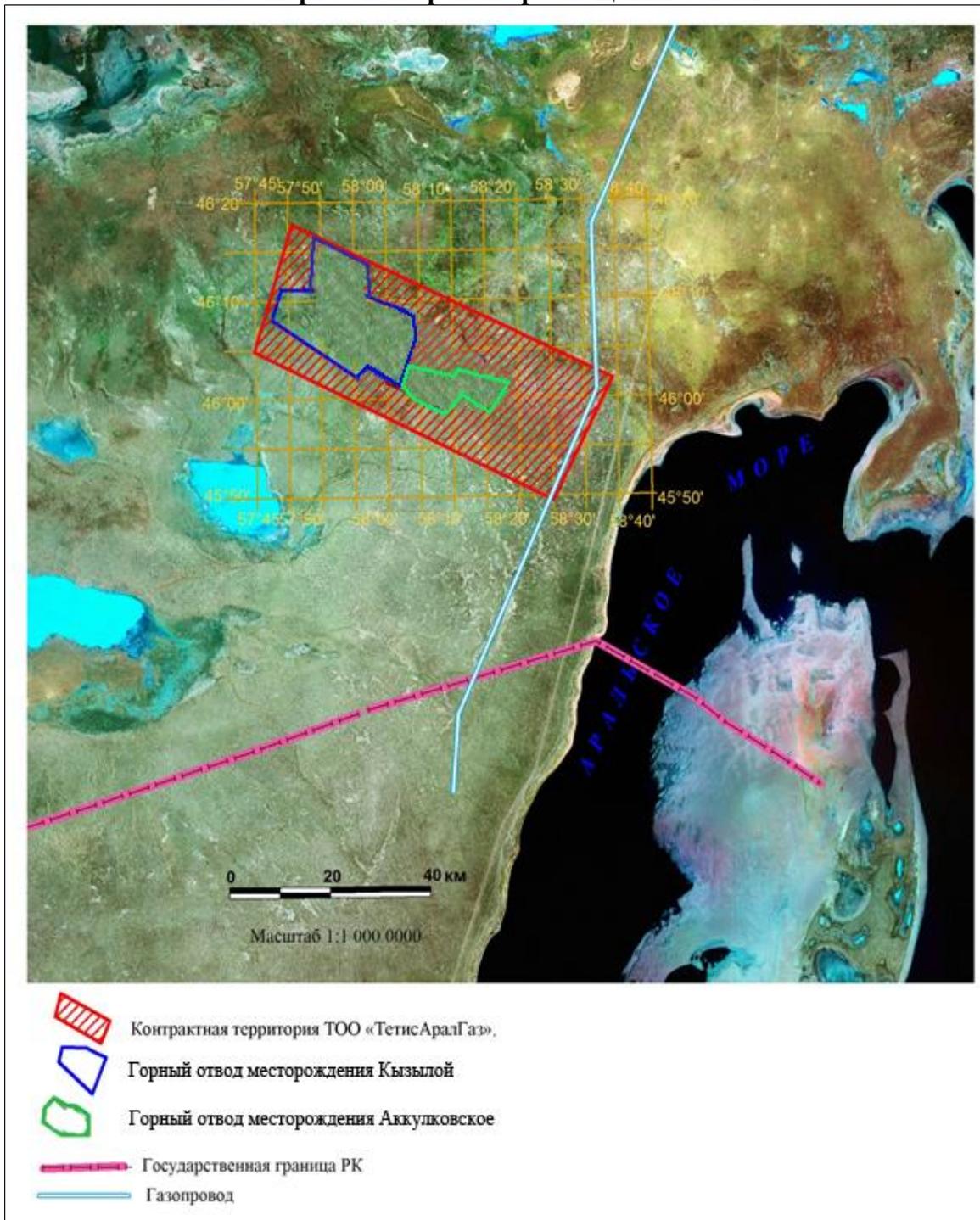
Ближайший населенный пункт поселок Бозой расположен в 23 км к северу от площадки ДКС, в 27 км от пос. Южный. Областной центр г. Актобе расположен в 450 км также к северу. Ближайшая железнодорожная станция – г. Шалкар от контрактной территории расположена в 212 км.



### 1.2. Особо охраняемые природные территории, памятники архитектуры

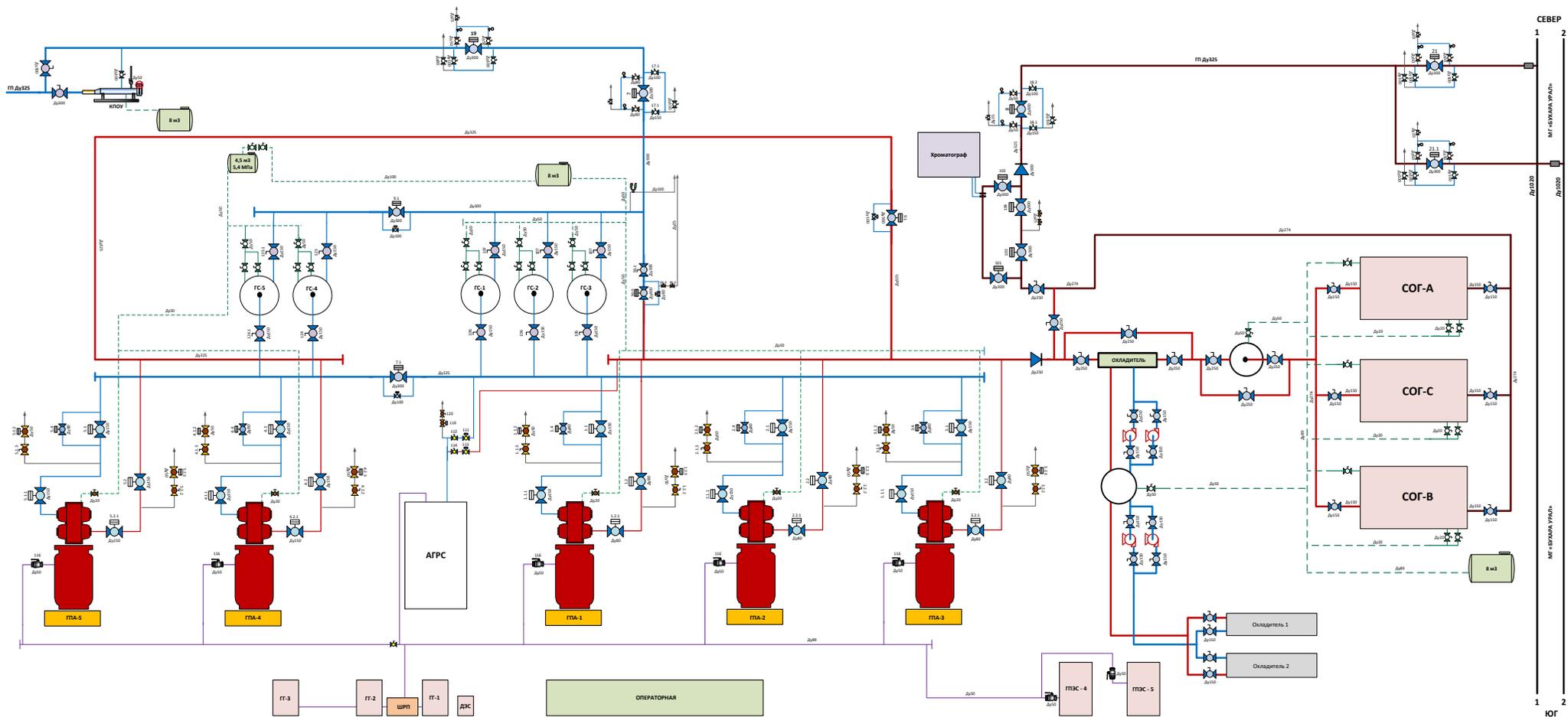
На территории месторождения отсутствуют особо охраняемые природные территории (ООПТ). Непосредственно на территории проведения работ древние памятники археологии, истории и культуры отсутствуют.

### 1.3 Карта-схема района размещения объекта

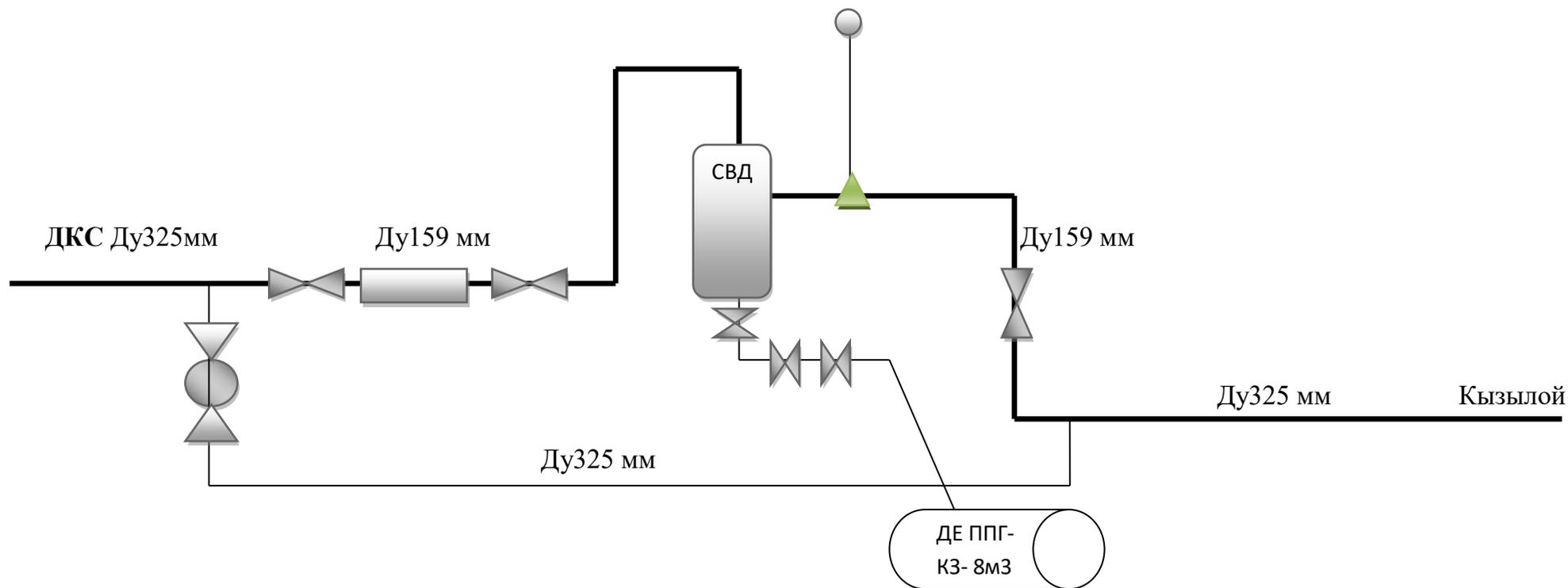


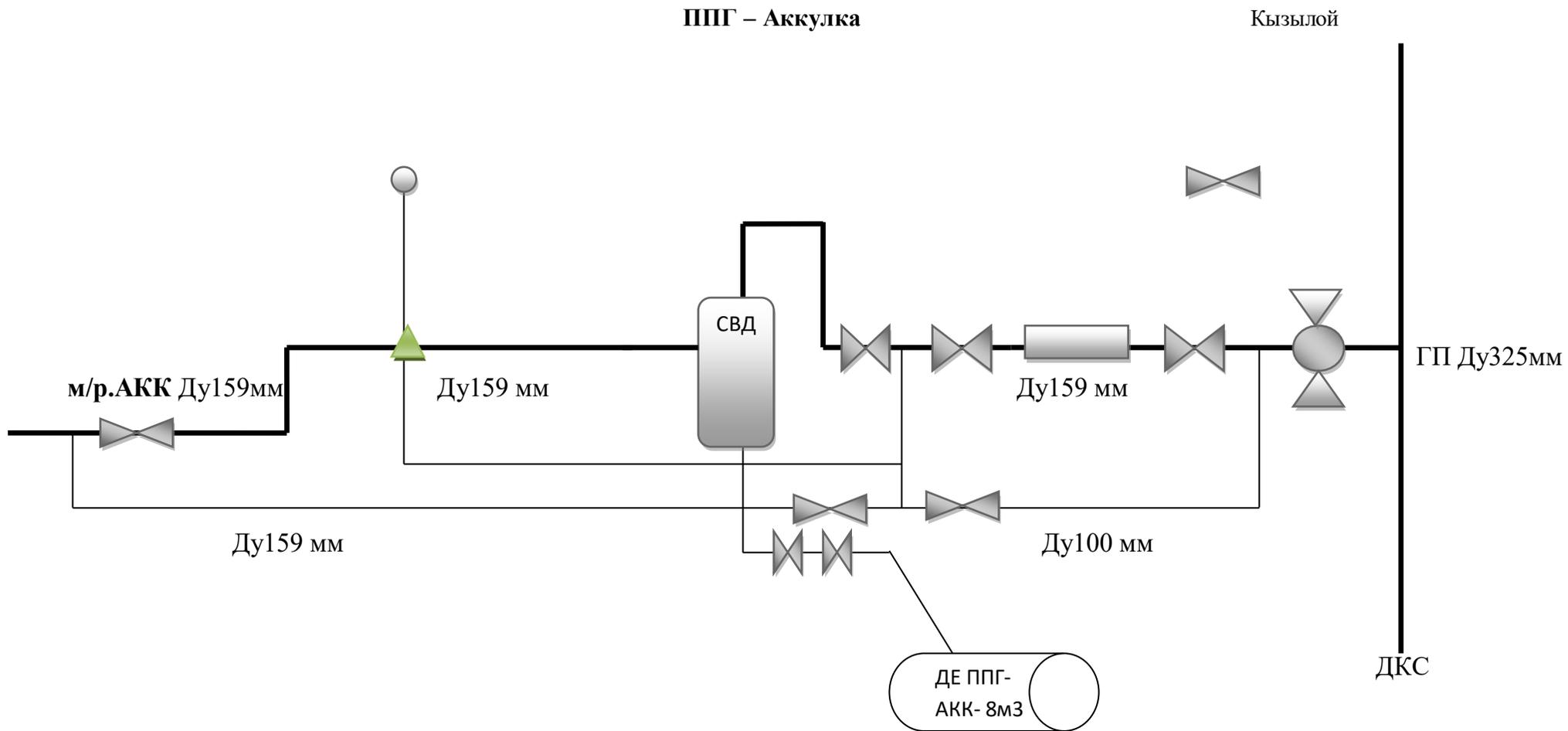
### 1.3. Карта-схема размещения источников выбросов

#### Дожимная компрессорная станция

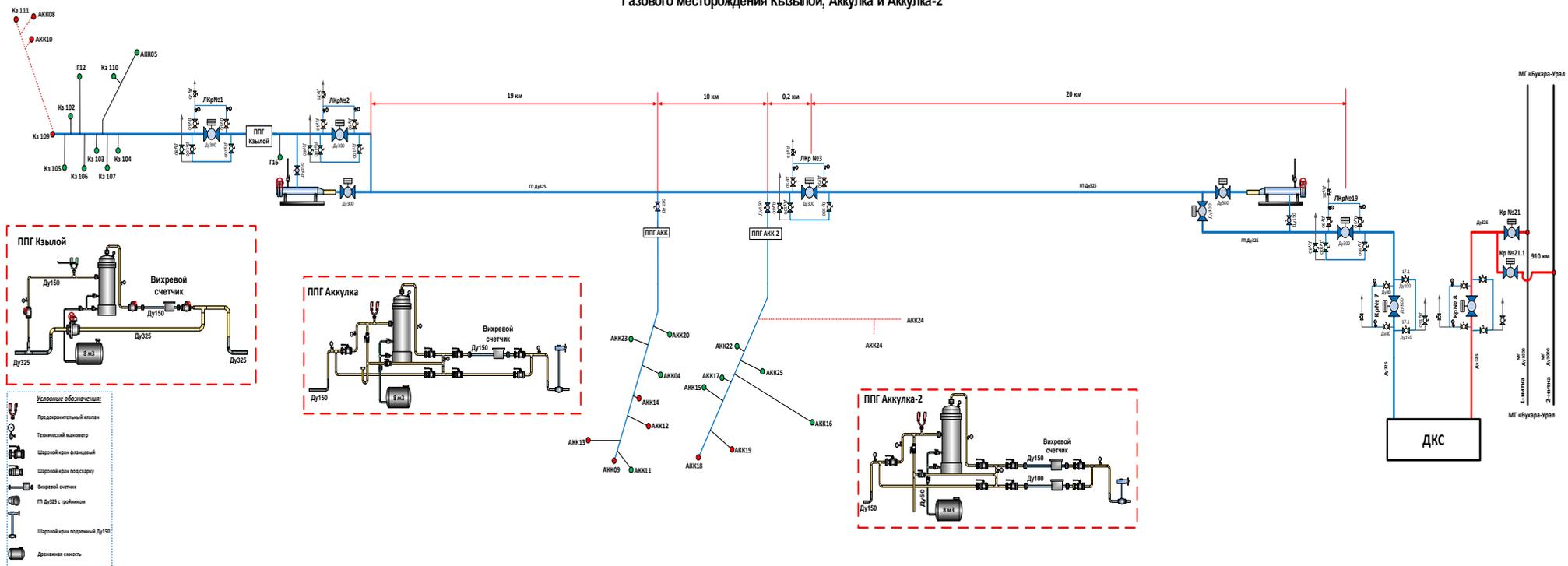


### ППГ - Кызылой

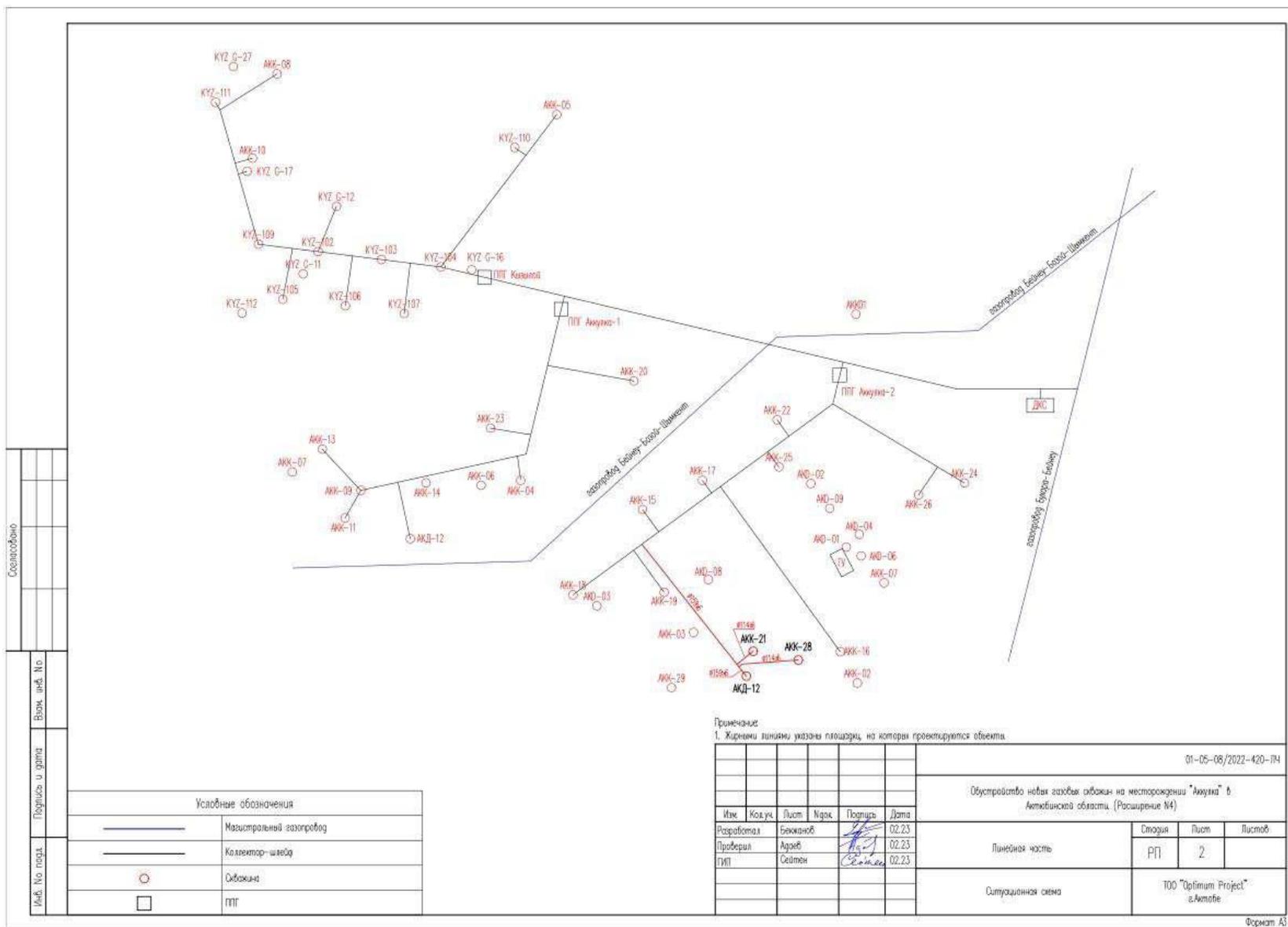




### ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА Газового месторождения Кызылой, Аккулка и Аккулка-2



### Ситуационная карта - схема района расположения объектов



## **РАЗДЕЛ 2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОПЕРАТОРА КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ**

### **2.1 Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования с точки зрения загрязнения атмосферы**

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

- сбор продукции с добывающих скважин;
- 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».

Выпускаемая продукция – природный газ со скважин под действием энергии пласта по выкидным трубопроводам поступает в сборные коллекторы. Выкидные линии выполнены в подземном исполнении. Текущее рабочее давление выкидных линий – 1,6 МПа.

#### **Характеристика технологического процесса.**

##### **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. нм<sup>3</sup>/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 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 1,6м<sup>3</sup>, 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 8м<sup>3</sup>. Сброс газа идет через свечу Н=5м, d=0,05 м подземной дренажной емкости. При продувке газосепаратора в атмосферу выбрасываются углеводороды фракции С<sub>1</sub>-С<sub>5</sub>. 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 КYZ 102-107,109, Г-12,16, АКК-05,08,10, КYZ-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 м. Поршень проходит со скоростью 12км/час. Время прохождения 2 часа.

Камеры пуска и приема ОУ оборудованы запорной арматурой, продувочной свечей, дренажными емкостями объемом 8 м<sup>3</sup> 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 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 1,6м<sup>3</sup>, 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 8м<sup>3</sup>, сброс газа идет через свечу дренажной емкости. При продувке газосепаратора в атмосферу выбрасываются углеводороды фракции С<sub>1</sub>-С<sub>5</sub>. 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 (КЗОУ 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-запуска 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 Н=5 м, D= 0,15 м и датчиками прохождения очистных устройств фирмы.



На камере приема предусмотрена дренажная емкость ЕП-8-2000-1300-2 (ДЕ-2 объемом 8 м<sup>3</sup>) 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 С<sub>1</sub>–С<sub>5</sub>.

Основными загрязняющими веществами, выбрасываемыми в атмосферу объектами на площадках месторождений Кызылой и Аккулковское, являются углеводороды фракции С<sub>1</sub>-С<sub>5</sub>.

### **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 С<sub>12</sub>-С<sub>19</sub>. Дизельное топливо хранится в резервуарах, источником выбросов является дыхательный клапан. В атмосферу выделяется сероводород и углеводороды С<sub>12</sub>-С<sub>19</sub>. 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 С<sub>1</sub>-С<sub>5</sub>.

### **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.м<sup>3</sup>/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).*

Блочный 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 Waukeshsa, 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 м<sup>3</sup>/час. Одновременно, по мере необходимости, в течение года могут работать все агрегаты.

Запуск ГПА производится электрическим стартерным двигателем, установленном 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
<b>ГПА-1</b>				
Фонд рабочего времени, ч	8760	8760	8760	8760
Количество пусков/ остановов	24/24	24/24	24/24	24/24
<b>ГПА-2</b>				
Фонд рабочего времени, ч	8760	8760	8760	8760
Количество пусков/ остановов	24/24	24/24	24/24	24/24
<b>ГПА-3</b>				
Фонд рабочего времени, ч	4380	4380	4380	4380
Количество пусков/ остановов	24/24	24/24	24/24	24/24
<b>ГПА-4</b>				
Фонд рабочего времени, ч	8760	8760	8760	8760
Количество пусков/ остановов	24/24	24/24	24/24	24/24
<b>ГПА-5</b>				
Фонд рабочего времени, ч	8760	8760	8760	8760
Количество пусков/ остановов	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 м<sup>3</sup> газа в течение 5 мин; при пуске объем пускового газа на 1 операцию на один ГПА составляет 277,4 м<sup>3</sup> за 300 сек.; при стравливании газа с каждого ГПА, в атмосферу, будет выбрасываться газ в объеме 6,09 м<sup>3</sup>/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 м<sup>3</sup>; при стравливании газа с каждого ГПА в атмосферу будет выбрасываться газ в объеме 3,43 м<sup>3</sup>/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 180 м диаметром 300 мм и длиной 40 м диаметром 150 мм 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°C в теплое до 20°C. 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 м<sup>3</sup>.

Сброс продуктов конденсата с пылеуловителей осуществляется в две подземные дренажные емкости объемами 4,5 м<sup>3</sup> и 8 м<sup>3</sup> поочередно с каждого ГПА, при этом продувка и сброс газа с блока в атмосферу проводится через свечу дренажной емкости объемом 8 м<sup>3</sup>.

#### *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 - 750м<sup>3</sup>/час) и дизельную электростанцию (расход газа - 50м<sup>3</sup>/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 м<sup>3</sup>.

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 м<sup>3</sup>/час. Слив масла в пустые бочки также осуществляется ручным насосом. Годовой расход масла составит 22,5 м<sup>3</sup>/год.

Сброс конденсата с п/у №1-3 поочередно с каждого ГПА осуществляется по коллектору диаметром 100 мм напрямую в дренажную емкость объемом 8 м<sup>3</sup>. 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 м<sup>3</sup> и 8 м<sup>3</sup>. Слив конденсата из газосепараторов в промежуточную емкость объемом 4,5 м<sup>3</sup> 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<sup>3</sup>. 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°C, подаваемой из установки водяного охлаждения. Далее охлажденная до 15-18°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<sup>3</sup>. 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<sup>3</sup>. 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 °С 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.

Свечи 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 м<sup>3</sup>. 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.

#### **Характеристика источников загрязнения атмосферы.**

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; на месторождениях Кызылой и Аккулковское свечи для продувки и стравливания газа, технологические емкости; при ремонте скважин - дизельные генераторы, резервуары, свечи продувки газа.

Источниками загрязнения атмосферы с учетом выбросов всех загрязняющих веществ на территории предприятия являются:

#### **На площадке ДКС:**

- ГПА – ИЗА 0101, 0106, 0111, 0117, 0122, основными загрязняющими веществами являются оксиды азота, оксид углерода, предельные углеводороды С1–С5.
- Свечи ГПА - ИЗА 0102, 0107, 0112, 0103, 0108, 0113, 0103, 0108, 0113, 0119, 0124, основными ЗВ являются предельные углеводороды С1–С5
- Свечи на ДКС – ИЗА 0116, 0127-0130, 0133-0136, 0138, 0158 основными ЗВ являются предельные углеводороды С1–С5
- Свечи на ГЭС - ИЗА 0145-0146, 0150-0151, Свечи на СОГ, ИЗА 0152-0155,
- Свеча ПК ГПА-1 – ГПА 5 , ИЗА 0104-0105, 0109 – 0110, 0114-0115, 0120 – 121, 0125-0126, основными ЗВ являются предельные углеводороды С1–С5
- Свеча предохранительного клапана 36 - ИЗА 0131, 0132, основными ЗВ являются предельные углеводороды С1–С5
- Свеча ДЕ V=8м3 - ИЗА0137, основными ЗВ являются предельные углеводороды С1–С5
- Свечи предохранительных клапанов на АГРС, ИЗА 0139-0140, основными ЗВ являются предельные углеводороды С1–С5
- Отопительный котел на АГРС – ИЗА 0141, основными ЗВ являются оксиды азота, оксид углерода,
- ГЭС-1,ГЭС-2,ГЭС-3, ГЭС-4, ГЭС-5 - ИЗА 0142, 0143,0144,0148,0149 основными ЗВ являются оксиды азота, оксид углерода, бензапирен, формальдегид, алканы С12-19
- Резервный д/генератор (ДЭС) ДЭС – 10 кВт – ИЗА 0147, основными ЗВ являются оксиды азота, оксид углерода, бензапирен, формальдегид, алканы С12-19

- Свеча установки осушки газ – ИЗА 0156, свеча от дренажной емкости от узла учета газа – ИЗА 0157, основными ЗВ являются оксиды азота, оксид углерода, бензапирен, формальдегид, алканы С12-19
- Газосепаратор ИЗА 6101-6105, 6501, дренажные емкости ИЗА 6106-6108, теплообменник на АГРС - ИЗА 6109, уплотнение валов на компрессорах ГПА - ИЗА 6110, площадка ДКС 6111, теплообменник - ИЗА 6122, газосепаратор – ИЗА 6123, основными ЗВ являются предельные углеводороды С1–С5
- Уплотнение насоса перекачки масла – ИЗА 6112, замена и долив масла – ИЗА 6119, ёмкость хранения отработанного масла - ИЗА 6120, резервуар для отработанного масла ДЭС ИЗА 0506, основным ЗВ является масло минеральное нефтяное
- Сварочный участок – ИЗА 6113, основными ЗВ являются оксиды железа, марганец, фториды неорганические
- Газовая резка металлов – ИЗА 6115, основными ЗВ являются оксиды железа, марганец, оксиды азота, оксид углерода
- Лакокрасочные работы – ИЗА 6116, основными ЗВ являются метилбензол, бутиловый спирт, этиловый спирт, этиловый эфир, бутилацетат, ацетон
- Хранение и пересыпка инертных материалов – ИЗА 6118, основным ЗВ является пыль неорганическая
- Металлообрабатывающие станки, ИЗА 6121, основными ЗВ являются взвешенные частицы, пыль абразивная
- Теплообменник, ИЗА 6122, газосепаратор ИЗА 6123, основными ЗВ являются предельные углеводороды С1–С5

#### **На месторождении Кызылой**

- Продувочные свечи на скважинах и линейных кранах - ИЗА 0201-0203, 0205, 0207-0209, 0219-0222, 0224-0238, свеча ДЕ КЗОУ, КПОУ - ИЗА 0213, 0214, 0218, 0324, свеча ДЕ - ИЗА 0212, 0240-0244, проверка ОК - ИЗА 0204, 0206, 0210, 0211, 0215, основными ЗВ являются предельные углеводороды С1–С5
- ЗРА, ФС – ИЗА 6201, 6211, 6213 - 6221, 6224, 6225, 6235-6242, 6243-6251, фильтры-сепараторы - ИЗА 6202-6209, газосепаратор - ИЗА 6210, 6252-6256 площадка ГС-4- ИЗА 6222, основными ЗВ являются предельные углеводороды С1–С5
- Сварочный участок – ИЗА 6226, основными ЗВ являются железо ,марганец, фториды.
- Газовая резка металлов – ИЗА 6227, основными ЗВ являются железо ,марганец, окислы азота, оксид углерода
- Лакокрасочные работы – ИЗА 6228, основными ЗВ являются метилбензол, бутиловый спирт, этиловый спирт, этиловый эфир, бутилацетат, ацетон
- Хранение и пересыпка инертных материалов – ИЗА 6229 основным ЗВ является пыль неорганическая
- Станок УПА 60/80, ИЗА 0401, 0402, 0403 основными ЗВ являются оксиды азота, оксид углерода, бензапирен, формальдегид, алканы С12-19
- ДЭС для освещения, ИЗА 0404, 0405, 0406 основными ЗВ являются оксиды азота, оксид углерода, бензапирен, формальдегид, алканы С12-19, сероводород,
- Участок приготовления цементного раствора, ИЗА 6401, основными ЗВ является пыль неорганическая
- Сварочный пост, ИЗА 6402, железо, марганец, окислы азота, оксида углерода, фтористые газообразные соединения, фториды неорганические, пыль неорганическая

#### **На месторождении Аккулковское**

- Продувочные свечи на скважинах и линейных кранах – ИЗА 0301-0306, 0311-0316, 0311-0316, 0318-0323, 0309, 0325, 0317, 0326, 0327-0337 свеча ДЕ ИЗА 0308, 0310, 0338-0350, 0239, Проверка ОК ИЗА 0307, основными ЗВ являются предельные углеводороды С1–С5

- Фильтры-сепараторы – ИЗА 6301, 6303, 6317, газосепаратор – ИЗА 6302, 6307, 6354-6363 основными ЗВ являются предельные углеводороды С1–С5
- Дренажная емкость – ИЗА 6304, 6308, основными ЗВ являются предельные углеводороды С1–С5
- ЗРА, ФС – ИЗА 6305, 6306, 6309, 6311, 6312, 6314, 6315, 6316, 6318, 6323, 6324, 6328 – 6329, 6332, 6338-6342, 6343-6353 основными ЗВ являются предельные углеводороды С1–С5
- КПОУ ППГ – ИЗА 6310, 6313, 6326 основными ЗВ являются предельные углеводороды С1–С5
- Сварочный участок – ИЗА 6319, основными ЗВ являются железо, марганец, фториды
- Газовая резка металлов – ИЗА 6320, основными ЗВ являются железо, марганец, окислы азота, оксид углерода
- Лакокрасочные работы – ИЗА 6321, основными ЗВ являются метилбензол, бутиловый спирт, этиловый спирт, этиловый эфир, бутилацетат, ацетон
- Хранение и пересыпка инертных материалов – ИЗА 6322, основным ЗВ является пыль неорганическая
- КЗООУ линейного газопровода – ИЗА 6325, основными ЗВ являются предельные углеводороды С1–С5
- Станок УПА 60/80, ИЗА 0501, 0502, 0503 основными ЗВ являются оксиды азота, оксид углерода, бензапирен, формальдегид, алканы С12-19
- ДЭС для освещения, ИЗА 0504 основными ЗВ являются оксиды азота, оксид углерода, бензапирен, формальдегид, алканы С12-19, сероводород,
- Резервуар для хранения д/т, ИЗА 0505, основными ЗВ являются алканы С12-19, сероводород,
- Дренажная емкость под конденсат, ИЗА 0507, основными ЗВ являются предельные углеводороды С1–С5
- Свеча на скважине, ИЗА 0508, основным ЗВ является предельные углеводороды метан

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 С1–С5. Характеристики источников выбросов приняты по данным инвентаризации. Расчет по определению количества загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу источниками выбросов, приведен в приложении.

## **2.2. Краткая характеристика существующего пылеулавливающего оборудования**

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

## **2.3. Оценка степени применяемой технологии**

Применяемое техническое оборудование на рассматриваемом объекте соответствуют передовому научно-техническому уровню. Используемое оборудование соответствует техническим требованиям. Высоты дымовых труб обеспечивают рассеивание загрязняющих веществ в атмосфере.

## **2.4. Перспектива развития предприятия**

Согласно планам компании, планируется ввод в эксплуатацию (обустройство) ранее пробуренных скважин на 2026-2029гг.:

- м-е Кызылой - скважины КЫЗ – 113, 115, 117, 120,121

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);

Корректировка проекта НДВ загрязняющих веществ в атмосферу от источников выбросов для объектов по добыче газа ТОО «ТетисАралГаз» на 2026-2029гг. ЗРА, ФС обвязки скважин КЫЗ 113, 115, 117, 120, 121 – (источник 6240, 6244, 6247, 6248, 6250);

- м-е Аккулковское - скважины АКК-21, АКК-28, АКД-12

Продувка и стравливание газа при плановых ремонтных работах - продувочные свечи – (источник 0329, 0327, 0334);

Свечи дренажных емкостей - 3 ед. – (источник 0348, 0349, 0350)

ЗРА, ФС обвязки скважин – 3 ед. – (источники 6343, 6345, 6350)

Газосепараторы – 3 ед. – (источник 6361, 6362, 6363);

Общее количество новых источников, планируемых к вводу к 2026г – 32 ед, из них организованных – 16 ед., неорганизованных - 16 ед.

Количество источников выбросов по промплощадкам с учетом перспективы на 2026-2029гг составит:

Производственные подразделения	Количество источников выбросов		
	Организованных	Неорганизованных	Итого
Площадка №1 ДКС	<b>72</b>	<b>26</b>	<b>98</b>
Площадка №2 м/р Кызылой, из них:	<b>44</b>	<b>49</b>	<b>93</b>
<i>новые ИЗА</i>	10	10	
Площадка №3 м/р Аккулковское, из них:	<b>49</b>	<b>55</b>	<b>104</b>
<i>новые ИЗА</i>	6	6	
<b>ВСЕГО</b>	<b>165</b>	<b>130</b>	<b>295</b>

## 2.5. Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета ПДВ

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов НДВ приводятся в таблице по форме согласно приложению 1 к Методике определения нормативов эмиссий в окружающую среду. Приказа Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан № 63 от 10 марта 2022 года. Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета НДВ представлены в таблице в Приложении 6.

## 2.6. 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

Корректировка проекта НДВ загрязняющих веществ в атмосферу от источников выбросов для объектов по добыче газа ТОО «ТетисАралГаз» на 2026-2029гг. в установленном общем годовом выбросе 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 стравливание от задвижки входного патрубка до первой ступени ГПА-1	0.06	Продувка и стравливание от задвижки входного патру	0102	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	628.77333	4.8223968
Продувка и стравливание от выхода первой ступени сжатия до выходной задвижки ГПА-1	2	Продувка и стравливание от выхода первой ступени сж	0103	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	233.24	0.3652416
Проверка работоспособности предохранительного клапана ГПА-1	0.06	Проверка работоспособности предохранительного кла	0104	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00361	0.000000002
Проверка работоспособности предохранительного клапана ГПА-1	0.06	Проверка работоспособности предохранительного клап	0105	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00361	0.000000002
Продувка и стравливание от задвижки входного патрубка до первой ступени ГПА-2	2	Продувка и стравливание от задвижки входного патру	0107	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	628.77333	4.8223968
Продувка и стравливание от выхода первой ступени сжатия до выходной задвижки ГПА-2	2	Продувка и стравливание от выхода первой ступени сж	0108	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	233.24	0.3652416
Проверка работоспособности предохранительного клапана ГПА-2	0.06	Проверка работоспособности предохранительного кла	0109	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00361	0.000000002
Проверка работоспособности предохранительного клапана ГПА-2	0.06	Проверка работоспособности предохранительного кла	0110	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00361	0.000000002
Продувка и стравливание от задвижки входного патрубка до первой ступени сжатия ГПА-3	2	Продувка и стравливание от задвижки входного патру	0112	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	628.77333	4.8223968
Продувка и стравливание от выхода первой ступени сжатия до выходной задвижки ГПА-3	2	Продувка и стравливание от выхода первой ступени с	0113	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	233.24	0.3652416
Проверка работоспособности предохранительного клапана ГПА-3	0.06	Проверка работоспособности предохранительного клап	0114	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.00361	0.000000002
Проверка работоспособности	0.06	Проверка работоспособности	0115	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (	0.00361	0.000000002

ти предохранительного клапана ГПА-3		предохранительного клап			1502*)		
Стравливание участка от 1-ой ступени очистки до задвижки вход. патрубка (свеча ГПА-3)	0.02	Стравливание участка от 1-ой ступени очистки до за	0116	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	44.61772	0.05354
Продувка и стравливание от задвижки входного патрубка до первой ступени сжатия ГПА-4	2	Продувка и стравливание от задвижки входного патру	0118	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	628.77333	4.8223968
Продувка и стравливание от выхода первой ступени сжатия до выходной задвижки ГПА-4	2	Продувка и стравливание от выхода первой ступени с	0119	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	233.24	0.3652416
Проверка работоспособности предохранительного клапана ГПА-4	0.06	Проверка работоспособности предохранительного клап	0120	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.00361	0.000000002
Проверка работоспособности предохранительного клапана ГПА-4	0.06	Проверка работоспособности предохранительного клап	0121	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.00361	0.000000002
Продувка и стравливание от задвижки входного патрубка до первой ступени сжатия ГПА-5	2	Продувка и стравливание от задвижки входного патру	0123	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	628.77333	4.8223968
Продувка и стравливание от выхода первой ступени сжатия до выходной задвижки ГПА-5	2	Продувка и стравливание от выхода первой ступени с	0124	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	233.24	0.3652416
Проверка работоспособности предохранительного клапана ГПА-5	0.06	Проверка работоспособности предохранительного клап	0125	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.00361	0.000000002
Проверка работоспособности предохранительного клапана ГПА-5	0.06	Проверка работоспособности предохранительного клап	0126	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.00361	0.000000002
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 предохранительного клапана 36	0.06	Свеча предохранительного клапана 36	0131	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.00361	0.000000002
Свеча предохранительного клапана 36.1.	0.06	Свеча предохранительного клапана 36.1.	0132	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.00361	0.000000002
Стравливание участка от узла учета газа охр	0.08	Стравливание участка от узла учета газа охр	0133	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	135.68426	0.16282

кранов №21.1 и №21		кранов					
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	0.000000002
ПК на АГРС	0.06	ПК на АГРС	0140	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	0.00361	0.000000002
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 и стравливания узла учета	0.17	Свеча продувки и стравливания узла учета	0158	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	125.52228	0.15063
Продувка и стравливание газа на выкидных линиях КЫЗ102	0.03	Продувка и стравливание газа на выкидных линиях К	0201	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	3.0527	0.00366
Продувка и стравливание газа на выкидных линиях КЫЗ103	0.03	Продувка и стравливание газа на выкидных линиях КЫ	0202	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	3.0527	0.00366
Продувка и стравливание газа на выкидных линиях КЫЗ 104	0.03	Продувка и стравливание 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	0.000000002
Продувка и стравливание газа на выкидных линиях КЫЗ 105	0.17	Продувка и стравливание 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	0.000000002
Продувка и стравливание газа на	0.17	Продувка и стравливание газа на выкидных	0207	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	177.15846	0.21259

выкидных линиях КЫЗ 106		линиях К					
Продувка и стравливание газа на выкидных линиях КЫЗ 107	0.17	Продувка и стравливание газа на выкидных линиях К	0208	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	177.0567	0.21247
Продувка и стравливание газа на выкидных линиях КЫЗ 109	0.17	Продувка и стравливание 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	0.000000002
Свеча ПК ГС-4 на ППГ-1	0.06	Продувка и стравливание ГС-4 на ППГ-1	0211	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.002514	0.000000002
Продувка и стравливание 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 стравливание 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	0.000000002
Продувка и стравливание 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 стравливание 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 стравливание 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 стравливание газа на выкидных линиях Г-12	0.17	Продувка и стравливание газа на выкидных линиях Г1	0219	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	106.33578	0.1276
Продувка и стравливание газа на выкидных линиях Г-16	0.03	Продувка и стравливание газа на выкидных линиях Г-	0220	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	2.03513	0.00244
Продувка и стравливание газа на выкидных линиях АКК05	1	Продувка и стравливание газа на выкидных Линиях АКК	0221	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	219.45534	0.79004
Продувка и стравливание газа на выкидных линиях АКК08	0.17	Продувка и стравливание газа на выкидных линиях АК	0222	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	223.8648	0.26864
Продувка и стравливание 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 стравливание на выкидных линиях КЫЗ110	0.08	Продувка и стравливание на выкидных линиях КЫЗ110	0224	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	39.07458	0.04689
Продувка и стравливание на	2	Продувка и стравливание на	0225	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (	445.37947	3.20673

выкидных линиях КЫЗ111		выкидных линиях КЫЗ111			1502*)		
Продувка и стравливание на выкидных линиях АКК10	0.08	Продувка и стравливание на выкидных линиях АКК10	0226	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	50.87836	0.06105
Продувка и стравливание газа на выкидных линиях КЫЗ113	0.17	Продувка и стравливание газа на выкидных линиях К	0227	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	31.13756	0.03737
Продувка и стравливание газа на выкидных линиях КЫЗ121	0.17	Продувка и стравливание газа на выкидных линиях К	0228	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	343.42895	0.41211
Продувка и стравливание газа на выкидных линиях КЫЗ123	0.17	Продувка и стравливание газа на выкидных линиях К	0229	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	128.21347	0.15386
Продувка и стравливание газа на выкидных линиях АКК-04	0.083	Продувка и стравливание газа на выкидных линиях АК	0301	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	85.78092	0.10294
Продувка и стравливание газа на выкидных линиях АКК-11	0.17	Продувка и стравливание газа на выкидных линиях АК	0302	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	108.47267	0.13017
Продувка и стравливание газа на выкидных линиях АКК-14	0.03	Продувка и стравливание газа на выкидных линиях АК	0303	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	16.38283	0.01966
Продувка и стравливание газа на выкидных линиях АКК-15	0.17	Продувка и стравливание газа на выкидных линиях АК	0304	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	91.58105	0.1099
Продувка и стравливание газа на выкидных линиях АКК-16	1	Продувка и стравливание газа на выкидных линиях АК	0305	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 ( 1502*)	361.23638	1.30045
Продувка и стравливание газа на выкидных линиях АКК-17	0.08	Продувка и стравливание 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	0.000000002
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	0.000000002
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	0.83	Продувка и стравливание газа	0314	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (	57.39079	0.06887

газа на выкидных линиях АКК-25		на выкидных линиях АК			1502*)		
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 сборного коллектора	0.33	Свеча ДЕ КЗОУ, ППГ АКК-1	0325	0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	197.94643	0.23754
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 НДВ 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.

## 2.7. 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:

$$КОП = \sum (M_i / ПДК_i) a_i,$$

где:

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

$ПДК_i$  -среднесуточная предельно-допустимая концентрация  $i$ -го вещества, мг/м<sup>3</sup>;

$n$  -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	$\text{КОП} \geq 10^6$	$10^6 > \text{КОП} \geq 10^4$	$10^4 > \text{КОП} \geq 10^3$	$\text{КОП} < 10^3$
--------------	------------------------	-------------------------------	-------------------------------	---------------------

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

Перечни загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от источников на существующее положение и по годам, представлен в таблице 3.1.1.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу  
на существующее положение

Шалкарский район, Объекты по добыче газа ТОО "ТетисАралГаз" 2026-2029

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (дижелезо триоксид, Железа оксид) (274)			0.04		3	0.07449	0.36122	9.0305
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид)		0.01	0.001		2	0.0016659	0.007522	7.522
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.2	0.04		2	13.1109089653	285.048706	7126.21765
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.4	0.06		3	2.13056348468	46.3205378	772.008963
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (		0.15	0.05		3	0.37413577723	4.5450056	90.900112
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (		0.5	0.05		3	0.41037896632	3.4012691	68.025382
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (		0.008			2	0.0000183	0.00000808	0.00101
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	6.72936744553	113.723558	37.9078527
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		113.7140568	317.024887324	6.34049775
0621	Метилбензол (349)		0.6			3	0.3828	0.792	1.32
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0.000001		1	0.00000894532	0.00012488894	124.88894
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (		0.1			3	0.1401	0.27	2.7

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу  
на существующее положение

Шалкарский район, Объекты по добыче газа ТОО "ТетисАралГаз" 2026-2029

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)		5			4	0.1866	0.3	0.06
1119	2-Этоксизтанол (Этиловый эфир этиленгликоля, Этилщеллозольв) (				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	0.08946666532	1.135354	113.5354
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		1			4	2.16862111091	27.251371	27.251371
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 :						140.245065861	817.127379793	8697.54914

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)

## 2.8. Обоснование полноты и достоверности исходных данных

Согласно п.16 гл.2 Методики обоснованием полноты и достоверности исходных данных, принятых для расчета нормативов допустимых выбросов, является:

- задание на проектирование, полученное от оператора
- утвержденная оператором проектная документация
- материалы инвентаризации выбросов загрязняющих веществ и их источников
- данные первичного учета или данные из форм статической отчетности
- данные полученные инструментальными замерами или расчетными и балансовыми методами паспортные данные производителя оборудования (установки)
- заключение по результатам оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с подпунктом 3) пункта 2 статьи 76 Кодекса или заключение об отсутствии необходимости обязательной оценки воздействия на окружающую среду, с учетом соответствующих значений, указанных в заявлении о намечаемой деятельности в соответствии с подпунктом 9) пункта 2 статьи 68 Кодекса.

Количество и состав выбросов вредных веществ в атмосферный воздух от источников предприятия получены на основании инструментальных замеров, анализа технологических процессов и расчетов, проведенных в соответствии с отраслевыми нормами технологического проектирования и отраслевыми методическими указаниями и рекомендациями по определению выбросов вредных веществ в атмосферный воздух.

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».

Согласно п. 18. «Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду» нормативы допустимых выбросов устанавливаются для всех штатных (регламентных) условий эксплуатации стационарных источников, входящих в состав объекта I или II категорий, при их **максимальной нагрузке** (мощности), предусмотренной проектными и техническими документами, в том числе при условии нормального (регламентного) функционирования всех систем и устройств вентиляции и установок очистки газа.

Нормативы допустимых выбросов устанавливаются для условий его нормального функционирования с учетом перспективы развития. При этом, для действующих объектов I или II категории учитывается фактическая максимальная нагрузка оборудования за последние три года в пределах показателей, установленных проектом, за исключением случаев технологически неизбежного сжигания газа.

В проекте предлагаемые нормативы выбросов установлены из расчета нормальной работы оборудования с учетом фактической максимальной нагрузки оборудования за 2020-2022 года. С 2023г объект находится в простое. Ниже приведены данные по инструментальным замерам от основного оборудования, дающего наибольший вклад в объем выбросов (газоперекачивающее оборудование).

Замеры проводились аккредитованной лабораторией на ежеквартальной основе, также были учтены данные лаборатории ДЭАО, полученные в ходе профилактического контроля предприятия (копии протоколов в приложении).

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 МООС 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 NOx на основании «Отраслевой методики нормирования выбросов оксидов азота от газотранспортных предприятий с учетом трансформации NO→NO<sub>2</sub> в атмосфере» РД 51-31323949-46-99 и СТО Газпром 2-1.19-332-2009 «Технические нормативы выбросов. Газоперекачивающие агрегаты ОАО «Газпром»» согласно формуле:

$$M_{NOx} = M_{NO2} + 1,53M_{NO}$$

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.

Ниже приведены данные по фактическому объему добычи газа и планируемым объемам, согласно проектным данным:

Период	Добытый объем , млн м3			Планируемый объем, млн.м3			
	2019г	2020г	2021г	2023г	2024г	2025г	2026г
V, млн.м3	115,260	128,4368	117,9448	270,900	218,100	178,800	146,400

Ниже приведены данные по фактическому разрешенному объему на 2024г. и запрашиваемому объему выбросов на 2025г, 2026г:

Период	Разрешенный объем, т	Запрашиваемый объем, т	Фактический объем, т
2020	870,077	-	371,92
2021	871,730	-	398,42
2022	874,350	-	404,807
2023	724,88	-	53,43*
2024	755,419	-	-*
2025	755,419	766,793	-
2026	755,419	817.127379	-

\*- с 2023г объект находится в простое в связи с неуплатой АО «QazaqGaz» за поставленный объем добытого газа

Разница между фактическим и запрашиваемым объемами выбросов в отчетном периоде обусловлена невыполнением запланированного объема работ: простой оборудования, перенос сроков бурения эксплуатационных скважин, технологические причины (истощение пласта, снижение давления и т.д.), финансовый кризис, простой месторождения в связи с неуплатой за поставленный объем газа. Компания не смогла выйти на проектные объемы добычи газа в отчетном периоде.

Снижение запрашиваемого лимита по сравнению с выданным разрешением на эмиссии на 2025г обусловлено уточнением параметров источников, переводом части оборудования в резервный режим работы.

Вместе с тем, в 2026г компания планирует ввод в эксплуатацию ранее пробуренных скважин, добавление новых источников согласно проектам РООС по обустройству скважин, проведение работ по ремонту, очистки скважин с целью увеличения добычи газа. В связи с вышеизложенным, проектный объем выбросов составляет 817.127379 т/г.

**Таблица результатов инструментальных замеров за 2020-2025 гг.**

ИЗА	ЗВ	2020г			2021г			2022г	2025г			НДВ, мг/м3
		2020 1Q NOx	2020 3Q NOx	2020 4Q NOx	2021 1Q NOx	2021 3Q NOx	2021 4Q NOx	2022 1Q NOx	2025 2Q NOx	2025 3Q NOx	2025 4Q NOx	
ГПА-1	Азота диоксид	2545,056	1322,08	1399,2	1470,056	2136,184	2136,184	1960	3183,4	3090,6	3078,36	3183
	Азота оксид	413,5716	214,838	227,4	238,8841	347,1299	347,1299	318	517,3025	502,2225	500,2335	517
	Оксид углерода	183	535	481	396	712	712	731	557	557	549	731
ГПА-2	Азота диоксид	3129,696	2641,92	3380	2997,528	2792,28	2792,28	2502		2000,272	1989,728	2997
	Азота оксид	508,5756	429,312	549,25	487,0983	453,7455	453,7455	406		325,0442	323,3308	487
	Оксид углерода	485	312,5	512	469	822	822	834		608	603	822
ГПА-3	Азота диоксид	2008,6	1742,2	1040	1179,3							2008,6
	Азота оксид	326,4	283,1	169	191,6							326,4
	Оксид углерода	573	528,7	425	526							573
ГПА-4	Азота диоксид					1715,5	1715,5	1739	2284,856			2284
	Азота оксид					278,8	278,8	282	371,2891			371
	Оксид углерода					659	659	671	485			671
ГПА-5	Азота диоксид	1710,2	1221,5	2109,6	1862,4	1685,5	1685,5	1739	2996,408		2981,392	2996
	Азота оксид	277,9	198,5	342,8	302,6	273,9	273,9	281	486,9163		484,4762	486
	Оксид углерода	489	392,5	121	242	529	529	569	640		631	640

\*- с 2023г объект находится в простое в связи с неуплатой АО «QazaqGaz» за поставленный объем добытого газа

### РАЗДЕЛ 3. ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ РАССЕИВАНИЯ

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

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.

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

Результаты расчета приземных концентрации загрязняющих веществ в форме изолинии и карт рассеивания приведены в Приложении 5.

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

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

ЭРА v3.0

Таблица 3.4

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

Шалкарский район, Объекты по добыче газа ТОО

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	11.0
СВ	18.0
В	17.0
ЮВ	10.0
Ю	6.0
ЮЗ	10.0
З	17.0
СЗ	11.0
Среднегодовая скорость ветра, м/с	3.3
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	12.0

### **3.2. Результаты расчётов уровня загрязнения атмосферы на соответствующее положение и с учётом перспективы развития**

В соответствии с нормами проектирования для оценки влияния выбросов загрязняющих веществ на качество атмосферного воздуха используется математическое моделирование. Моделирование рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проводилось на персональном компьютере по программному комплексу «ЭРА» версия 3.0. (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).

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 – 3000м\*3000м шаг расчетной сетки – 250м
- РП№2 ДКС (ИЗА при ремонтных работах) - размеры – 2500м\*2500м шаг расчетной сетки – 250м
- РП№3 м-е Кызылой - размеры – 2500м\*2500м шаг расчетной сетки – 250м
- РП№4 м-е Аккулковское - размеры – 2500м\*2500м шаг расчетной сетки – 250м

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». Карты рассеивания загрязняющих веществ, групп суммации и расчет рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере представлены в Приложении 5.

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.

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); в качестве фоновых концентраций были приняты концентрации загрязняющих веществ, которые были определены в период мониторинговых исследований согласно по экологическому контролю.

Результаты определения необходимости расчетов приземных концентраций по веществам приведены в таблице «Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам». Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы, приведен ниже.

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 (1000 м.) предприятия максимальные расчетные концентрации всех загрязняющих веществ не превышают 1 ПДК.

Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам на существующее положение

Шалкарский район, Объекты по добыче газа ТОО "ТетисАралГаз" 2026-2029

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)	Средневызенная 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 (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (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		2.13056348468	6	5.3264	Да
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		0.37413577723	2.95	2.4942	Да
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		6.72936744553	4.44	1.3459	Да
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50	113.7140568	4.91	2.2743	Да
0621	Метилбензол (349)	0.6			0.3828	2	0.638	Да
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		0.00000894532	2.95	0.8945	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			2.16862111091	2.95	2.1686	Да

Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам  
на существующее положение

Шалкарский район, Объекты по добыче газа ТОО "ТетисАралГаз" 2026-2029

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		13.1109089653	6	65.5545	Да
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		0.41037896632	2.33	0.8208	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		0.08946666532	2.95	1.7893	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:

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

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

Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения

Шалкарский район, Объекты по добыче газа ТОО "ТетисАралГаз" 2026-2029

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м3		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок)	
		в жилой зоне	на границе санитарно - защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада			
							ЖЗ	СЗЗ		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Существующее положение (2026 год.)										
З а г р я з н я ю щ и е в е щ е с т в а :										
0301	Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)		0.7785079/0.1557016		-275/ -1021	0101 0148 0142	33.2 22.7 15.1		производство: ДКС производство: ДКС производство: ДКС	
Г р у п п ы с у м м а ц и и :										
07(31) 0301	Азота (IV) диоксид ( Азота диоксид) (4)		0.7785078		-275/ -1021	0101	33.2		производство: ДКС	
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) ( 516)					0148 0142	22.7 15.1		производство: ДКС производство: ДКС	

Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения

Байганинский район, Объекты по добыче газа ТОО "ТетисАралГаз" 2026-2029

Код вещества / группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м3		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок)	
		в жилой зоне	на границе санитарно - защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада			
							ЖЗ	СЗЗ		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Существующее положение										
З а г р я з н я ю щ и е в е щ е с т в а :										
0621	Метилбензол (349)		0.0306264/0.0183758		-9977/ 5243	6228		100	производство:	
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)		0.0672532/0.0067253		-9977/ 5243	6228		100	производство:	
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)		0.0358588/0.0035859		-9977/ 5243	6228		100	производство:	
									М-е Кзылой	
									М-е Кзылой	
									М-е Кзылой	

### **3.3. Предложения по нормативам допустимых выбросов**

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

Согласно п.18. гл. 2 нормативы допустимых выбросов устанавливаются для всех штатных (регламентных) условий эксплуатации стационарных источников, входящих в состав объекта I или II категорий, при их максимальной нагрузке (мощности), предусмотренной проектными и техническими документами, в том числе при условии нормального (регламентного) функционирования всех систем и устройств вентиляции и установок очистки газа.

Согласно п.20. гл. 2 нормативы допустимых выбросов устанавливаются с таким условием, чтобы общая нагрузка на атмосферный воздух в пределах области воздействия не приводила к нарушению установленных экологических нормативов качества окружающей среды или целевых показателей качества окружающей среды, а также на территории ближайшей жилой зоны, расчетные максимально разовые концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха не превышали соответствующие экологические нормативы качества с учетом фоновых концентраций.

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 2026-2029 гг. сведены в таблицу «Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по предприятию» (в Приложении 7) и составляют 817,1273798т/год, в том числе: твердых – 7.06517848894 т/год, жидких и газообразных – 810.062201304 т/год.

Согласно проведенным расчетом годом достижения предельно допустимых выбросов по всем загрязняющим веществам с учётом перспективы развития предприятия является 2026 год.

### **3.4. Обоснование возможности достижения нормативов с учётом использования малоотходной технологии и других планируемых мероприятий**

Обоснование возможности достижения нормативов допустимых выбросов с учётом использования малоотходных технологии и других планируемых мероприятий, в том числе перепрофилирования или сокращения объёма производства не предусматривается.

## **РАЗДЕЛ 4. УТОЧНЕНИЕ ГРАНИЦ ОБЛАСТИ ВОЗДЕЙСТВИЯ ОБЪЕКТА**

Областью воздействия считается территория, подверженная антропогенной нагрузке и определенная путем моделирования рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ.

При нормировании допустимых выбросов осуществляется оценка достаточности области воздействия объекта.

Граница области воздействия на атмосферный воздух объекта определяется как проекция замкнутой линии на местности, ограничивающая область, за границей которого соблюдаются установленные экологические нормативы качества и/или целевые показатели качества окружающей среды с учетом индивидуального вклада объекта в общую нагрузку на атмосферный воздух.

Областью воздействия для данного объекта является территория от источников выбросов загрязняющих веществ до границы, за пределами которой соблюдаются установленные экологические нормативы качества и/или целевые показатели качества окружающей среды.

### **4.1. Данные о пределах области воздействия**

Область воздействия каждой площадки ограничивается границей размером нормативной санитарно-защитной зоны размером 1000 м, приземные концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ не превышают критериев качества атмосферного воздуха:

- 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.

На границе области воздействия максимальные концентрации вредных веществ не превышают 1 ПДКм.р. Размер границы области воздействия составляет 1000 м.

### **4.2. Данные о размещении зоны заповедников, музеев, памятников архитектуры**

В районе размещения объекта и в прилегающей территории отсутствуют заповедники, музеи, памятники архитектуры

## **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 устанавливаются и корректируются 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 2026-2029 гг. и приведены в Приложении 11.

## **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 НДВ тонн/год, максимальный – установленного значения НДВ 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 10).

## РАЗДЕЛ 7. РАСЧЕТ ПЛАТЫ ЗА ЭМИССИИ В ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Расчет платы (П<sub>Н</sub>) за эмиссии загрязняющих веществ в атмосферу определен по формуле:

$$П_N = k * B * P$$

где:

*k* - ставка платы за 1 тонну (МРП);

*B* - годовой нормативный объем загрязняющих веществ, т;

*P* - МРП = 4325 тенге на 2026 год.

### Плата за эмиссии в окружающую среду

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выброс вещества, т/год,	Ставка	МРП	Сумма, тенге
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (дижелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0,36122	30	4325	46868,295
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганец (IV) оксид) (327)	0,007522	10	4325	325,3265
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	285,048706	20	4325	24656713,07
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	46,3205378	20	4325	4006726,52
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	4,5450056	24	4325	471771,5813
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3,4012691	20	4325	294209,7772
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00000808	124	4325	4,333304
0337	Углерод оксид	113,723558	0,32	4325	157393,4043
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,00093	0	4325	0
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,003	10	4325	129,75
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	317,024887324	0,32	4325	438762,4441
0621	Метилбензол (349)	0,792	0,32	4325	1096,128
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,00012488894	996600	4325	538308,1736
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)	0,27	0,32	4325	373,68
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)	0,3	0,32	4325	415,2
1119	2-Этоксэтанол (Этиловый эфир этиленгликоля, Этилцеллозольв) (1497*)	0,144	0,32	4325	199,296
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)	0,156	0,32	4325	215,904
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	1,135354	332	4325	1630254,809
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0,138	0,32	4325	190,992
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый)	0,02833	0,32	4325	39,20872
2732	Керосин (654*)	0,037886	0,32	4325	52,434224
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	14,289364	0,32	4325	19776,47978
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	27,251371	0,32	4325	37715,89746
2902	Взвешенные частицы (116)	0,01123	10	4325	485,6975
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	2,129736	10	4325	92111,082
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)	0,00734	10	4325	317,455
	<b>В С Е Г О :</b>	817.127379			32 394 456,94

Плата за эмиссии загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных источников ТОО «ТетисАралГаз» на 2026 г. составит 32 394 456,94 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. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63. «Об утверждении Методик определения нормативов эмиссий в окружающую среду».
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 и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2. Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека».