

**Товарищество с ограниченной
ответственностью «Рекорд Консалт»**

**ПРОЕКТ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ
ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ (НДВ)
НА МЕСТОРОЖДЕНИИ АРЫСТАНОВСКОЕ
НА 2025 Г. ТОО «КЕН-САРЫ»
(КОРРЕКТИРОВКА №2)
Книга 2.**

Генеральный директор ТОО «КЕН-САРЫ»

Ким Джин Джанг

Директор ТОО «Рекорд Консалт»

Саркулова С.К.

г. Актау, 2025 год

СОСТАВ ПРОЕКТА

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на месторождении Арыстановское на 2025 г. для ТОО «КЕН-САРЫ» состоит из двух частей:

Часть 1 – Инвентаризация источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников загрязнения на 2025 г.

Часть 2 – Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (НДВ) на месторождении Арыстановское на 2025 г. ТОО «КЕН-САРЫ» (корректировка №2).

Список исполнителей

| Должность | Подпись | Исполнитель |
|-------------------|---------|--------------|
| Главный - инженер | | Саркулова С. |
| Инженер-эколог | | Кумисбаев Е. |

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|------------|---|
| | АННОТАЦИЯ |
| | ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ |
| | ВВЕДЕНИЕ |
| I | ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ |
| II | КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКИХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ |
| III | ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ |
| 3.1 | Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования |
| 3.2 | Общая характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух |
| 3.3 | Качественная и количественная характеристика источников загрязнения атмосферного воздуха |
| 3.3 | Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу |
| 3.4 | Характеристика пылегазоулавливающего оборудования |
| 3.5 | Оценка степени соответствия применяемой технологии, современному техническому уровню |
| 3.6 | Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу |
| 3.7 | Обоснование полноты исходных данных |
| 3.8 | Характеристика аварийных и залповых выбросов |
| 3.9 | Сравнительный анализ валовых выбросов проекта нормативов НДВ |
| 3.10 | Перспектива развития предприятия |
| IV | ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЙ НОРМАТИВОВ НДВ |
| 4.1 | Расчет рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу |
| 4.2 | Анализ результатов расчета уровня загрязнения атмосферы |
| 4.3 | Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу |
| 4.4 | Предложения по установлению нормативов НДВ |
| 4.5 | Обоснование размеров санитарно-защитной зоны (СЗЗ) |
| 4.6 | Мероприятия по снижению выбросов загрязняющих веществ, обеспечивающих достижение значений нормативов НДВ |
| V | МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ (НМУ) |
| VI | КОНТРОЛЬ СОБЛЮДЕНИЯ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ |
| VII | РАСЧЕТ ПЛАТЕЖЕЙ ЗА ВЫБРОСЫ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В ВОЗДУШНУЮ СРЕДУ ОТ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ |
| | СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ |

ПРИЛОЖЕНИЯ

| | |
|----|---|
| 1 | ЗГЭЭ на действующий проект НДВ |
| 2 | Разрешение на сжигание газа |
| 3 | Контракт на добычу |
| 4 | Расчёты выбросов |
| 5 | Параметры выбросов загрязняющих веществ |
| 6 | Нормативы выбросов |
| 7 | План-график |
| 8 | Государственная лицензия ТОО «Рекорд Консалт» |
| 9 | Справки РГП Казгидромет |
| 10 | Расчёты рассеивания с изолиниями |

АННОТАЦИЯ

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на месторождении Арыстановское на 2025 г. для ТОО «КЕН-САРЫ» выполнена специалистами ТОО «Рекорд Консалт».

Целью проекта является – разработка в соответствии с действующими нормативными требованиями с установлением нормативов допустимых выбросов от источников загрязнения ТОО «КЕН-САРЫ» на 2025 г. с учетом нормативов выбросов ЗВ по следующим рабочим проектам:

В процессе разработки проекта НДВ впервые на 2025 год (экологическое разрешение № KZ95VCZ03373214 от 10.11.2023 г.) были добавлены следующие рабочие проекты:

1. «Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»;
2. «Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м»;
3. «Пункт сдачи нефти месторождения Арыстановское. Реконструкция»;
4. «Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»;
5. «Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»;
6. «Склад ДНиГ, Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское».

В процессе корректировки №1 проекта НДВ на 2025 год (экологическое разрешение № KZ35VCZ03397186 от 19.12.2023г.) к ранее действующим источникам выбросов были добавлены факельные установки сжигания газа. Корректировка № 1 была произведена в связи с получением разрешения на сжигание газа и, соответственно, с включением факелов.

В процессе корректировки №2 в данном представленном проекте НДВ к ранее действующим источникам выбросов добавляются следующие рабочие проекты:

7. «Строительство площадок и подъездных дорог скважин №№ 204, 319,332,422,427,433,434,438,439,510 месторождения Арыстановское»
8. «Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»
9. «Установка подготовки газа на месторождении Арыстановское. Расширение»
10. «Установка мобильных зданий в районе объекта ЗУ-5 месторождения Арыстановское»
11. «Установка насосных станций для закачки воды в пласт на площадке скважины № 59 месторождения Арыстановское»

Корректировка №2 проекта нормативов предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на месторождении Арыстановское на 2025 г. для ТОО «КЕН-САРЫ» состоит из двух частей:

Часть 1 – Инвентаризация источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников загрязнения на 2025 г.

Часть 2 – Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (НДВ) на месторождении Арыстановское на 2025 г. ТОО «КЕН-САРЫ» (корректировка №2).

Инвентаризация источников выбросов загрязняющих веществ разработана согласно Приложению 2 к Методике определения нормативов эмиссий в окружающую среду (Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года №63).

Корректировка №2 проекта нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу разработан согласно «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую

среду (Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года №63).

В настоящем проекте содержатся:

- характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на всех площадках предприятия,
- оценка уровня загрязнения атмосферы выбросами предприятия;
- мероприятия по снижению выбросов и приземных концентраций в штатном режиме и в период НМУ;
- нормативы предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ для всех площадок и предприятия в целом;
- контроль за соблюдением нормативов ПДВ;
- расчет экологического ущерба, наносимого атмосфере выбросами предприятия.

Настоящей корректировкой №2 проекта устанавливаются нормативы выбросов загрязняющих веществ для ТОО «КЕН-САРЫ» на 2025 г:

Корректировка №2 проекта НДВ на 2025 год была произведена в связи с добавлением новых источников из рабочих проектов строительства намечаемой деятельности и новых установок ТОО СНК Леопард (ДЭС, УЦ-32У и УРС-100) при КРС.

Корректировка №2 Проекта НДВ подготовлена на основании результатов проведенной Инвентаризации источников выбросов и обследования производственной площадки.

По результатам произведенного инвентаризационного обследования, количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составляет:

2025 г. – по проекту НДВ всего **321 источник** загрязнения атмосферы, из которых 125 источников ЗВ являются организованными источниками и 196 источников ЗВ – неорганизованными.

В том числе:

- по действующему проекту ПДВ на 2025 год – всего 276 источников загрязнения атмосферы, из которых 110 источников ЗВ являются организованными источниками и 166 источников ЗВ – неорганизованными.

- по рабочему проекту «Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение» – всего 15 источников загрязнения атмосферы, из которых 2 источник ЗВ является организованным источником и 13 источников ЗВ – неорганизованными.

- по рабочему проекту «Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м» – источники при эксплуатации отсутствуют.

- по рабочему проекту «Пункт сдачи нефти месторождения Арыстановское. Реконструкция» – всего 3 источника загрязнения атмосферы, из которых 0 источник ЗВ является организованным источником и 3 источников ЗВ – неорганизованными.

- по рабочему проекту «Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское» – всего 10 источников загрязнения атмосферы, из которых 1 источник ЗВ является организованным источником и 9 источников ЗВ – неорганизованными.

- по рабочему проекту «Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское» – всего 7 источников загрязнения атмосферы, из которых 7 источник ЗВ является организованным источником и 0 источников ЗВ – неорганизованными.

- по рабочему проекту «Склад ДНиГ, Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское» – источники при эксплуатации отсутствуют.

- по рабочему проекту «Строительство площадок и подъездных дорог скважин №№ 204, 319,332,422,427,433,434,438,439,510 месторождения Арыстановское» – источники при эксплуатации отсутствуют.

- по рабочему проекту «Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10» всего 2 источника загрязнения атмосферы, из которых 2 источника ЗВ является организованными и 0 источников ЗВ – неорганизованными.

- по рабочему проекту «Установка подготовки газа на месторождении Арыстановское. Расширение» всего 6 источников загрязнения атмосферы, из которых 1 источник ЗВ является организованным и 5 источников ЗВ – неорганизованными.

- по рабочему проекту «Установка мобильных зданий в районе объекта ЗУ-5 месторождения Арыстановское» источники при эксплуатации отсутствуют.

- по рабочему проекту «Установка насосных станций для закачки воды в пласт на площадке скважины № 59 месторождения Арыстановское» всего 2 источника загрязнения атмосферы, из которых 2 источника ЗВ является организованными и 0 источников ЗВ – неорганизованными.

В атмосферу выбрасываются загрязняющие вещества 31-и наименований 2-4 класса опасности, из них 10 веществ обладают, при совместном присутствии, эффектом суммации вредного действия и объединены в 7 групп суммации.

Валовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при планируемой производственной деятельности ТОО «КЕН-САРЫ» от стационарных источников:

- по проекту НДВ составит - **1301.9645522 т/год**, в том числе,

- твердые - **7.16339666935 т/год**

- жидкие и газообразные - **1294.80115553 т/год**.

- по рабочему проекту «Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение» составит 24,00971 т/год.

- по «Групповому техническому проекту на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м» – источники при эксплуатации отсутствуют.

- по рабочему проекту «Пункт сдачи нефти месторождения Арыстановское. Реконструкция» – составит 2,15956 т/год. - по рабочему проекту «Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское» – составит 10,364662 т/год.

- по рабочему проекту «Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское» – составит 0,2957488 т/год.

- по рабочему проекту «Склад ДНиГ, Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское» – источники при эксплуатации отсутствуют.

- по рабочему проекту «Строительство площадок и подъездных дорог скважин №№ 204, 319,332,422,427,433,434,438,439,510 месторождения Арыстановское» – источники при эксплуатации отсутствуют.

- по рабочему проекту «Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10» составит 187,952888 т/год.

- по рабочему проекту «Установка подготовки газа на месторождении Арыстановское. Расширение» составит 148,166730 т/год.

- по рабочему проекту «Установка мобильных зданий в районе объекта ЗУ-5 месторождения Арыстановское» – источники при эксплуатации отсутствуют.

- по рабочему проекту «Установка насосных станций для закачки воды в пласт на площадке скважины № 59 месторождения Арыстановское» составит 0,00031755 т/год.

Расчет выбросов загрязняющих веществ выполнен на существующее положение.

Размер СЗЗ месторождения Арыстановское составляет - 1000 метров.

По виду воздействия на окружающую среду, деятельность ТОО «КЕН-САРЫ» относится к I классу опасности, I категории природопользования.

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Выброс вещества - вещество, поступающее в атмосферу из источника.

Загрязнение атмосферы - изменение состава атмосферы в результате наличия в ней примесей.

Загрязняющее воздух вещество - примесь в атмосфере, оказывающая неблагоприятное воздействие на окружающую среду и здоровье населения.

Примесь в атмосфере - рассеянное в атмосфере вещество, не содержащееся в ее постоянном составе.

Инвентаризация выбросов - систематизация сведений о распределении источников на территории, количестве и качестве выбросов.

Источник выделения - технологический агрегат, выделяющий в процессе эксплуатации вредные вещества.

Источник загрязнения атмосферы - источник, вносящий в атмосферу загрязняющие ее твердые, жидкие и газообразные вещества.

Мощность выброса - количество выбрасываемого в атмосферу вещества в единицу времени.

Организованный промышленный выброс - промышленный выброс, поступающий в атмосферу через специально сооруженные газоходы, воздухопроводы и трубы.

Неорганизованный промышленный выброс - промышленный выброс, поступающий в атмосферу в виде ненаправленных потоков газа в результате нарушения герметичности оборудования, отсутствия или неудовлетворительной работы по отсосу газа или хранения продукта.

ПДК (предельно-допустимая концентрация) - максимальная концентрация примеси в атмосфере, отнесенная к определенному времени осреднения, которая при периодическом воздействии не оказывает на человека вредного действия, включая отдаленные последствия, и на окружающую среду в целом.

ОБУВ (ориентировочно безопасный уровень воздействия загрязняющего атмосферу вещества) - временный гигиенический норматив для загрязняющего атмосферу вещества, устанавливаемый расчетным методом для целей проектирования промышленных объектов.

Концентрация примеси в атмосфере - количество вещества, содержащееся в единице массы или объема воздуха, приведенного к нормальным условиям.

НДВ (норматив допустимый выброс) - выбросы загрязняющих веществ в атмосферу от источника или от совокупности источников с учетом перспективы развития промышленных предприятий, не создают приземную концентрацию, превышающую ПДК.

ВВЕДЕНИЕ

Проект нормативов предельно допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для ТОО «КЕН-САРЫ» на 2025 год, разработан на основании нормативно-правовых актов РК, базовыми из них являются следующие:

1. Экологический кодекс Республики Казахстан» от 2.01.2021 г, № 400-VI ЗРК;
2. Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду, №63 от 10.03.2021 г.;
3. Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 11 января 2022 года № 26447 Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека".
4. ГН к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территории промышленных организаций от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-70.
5. ГН к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека от 16 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-15.
6. Методика расчёта концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий" (Приложение 12) к Приказу МОСИБР РК от 12.06.2014 № 221-Ө "Об утверждении отдельных методических документов в области охраны окружающей среды".
7. Иных действующих законодательных и нормативных документов Республики Казахстан, действующих в Республике Казахстан.

В проекте содержится оценка уровня загрязнения атмосферного воздуха вредными веществами от источников выброса на Арыстановском месторождении, расположенном в Мангистауском районе Мангистауской области, и даны предложения по нормативам предельно допустимых выбросов (НДВ).

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

Расчеты уровня загрязнения атмосферы, создаваемые источниками вредных выбросов ТОО «КЕН-САРЫ» выполнены в соответствии с «методикой расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий» программным комплексом ЭРА, версия 4.0 фирмы НПП «Логос-Плюс», г. Новосибирск. Астана, 2008 г., к приказу Министра охраны окружающей среды РК от 18.04.2008г. №100-п и согласован в ГГО им. А.И.Воейкова.

| Разработчик проекта нормативов эмиссий (НДВ) | Заказчик проекта нормативов эмиссий (НДВ) |
|---|---|
| <p>Товарищество с ограниченной ответственностью (ТОО) «Рекорд Консалт» Юридический адрес: РК, 030000 г. Актобе, пр. Абулхаир хана, 69 e-mail: aliya_pt80@mail.ru тел/факс: +7 (7132) 950929 Директор: Баудиярова Г.К.</p> | <p>Товарищество с ограниченной ответственностью ТОО «КЕН-САРЫ»: Юридический адрес: РК,130000, г.Актау, мкрн 26, зд. 17, Тел.:+7 (7292) 202121 Генеральный директор: Ким Джин Джанг</p> |

I ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ

Наименование компании: ТОО «КЕН-САРЫ»

Юридический и фактический адрес:

130000, Мангистауская область,
город Актау, микрорайон 17, здание 39.
Телефон – 8 (7292) 202121.

Основными направлениями деятельности товарищества «КЕН-САРЫ» является: добыча углеводородного сырья на месторождении Арыстановское в пределах блока ХХХІІІ-16-D (частично), Е (частично) Мангистауской области Республики Казахстан;

Форма собственности: Частная.

Количество промплощадок и их адреса: объекты предприятия ТОО «КЕН-САРЫ» расположены на 2-х площадках:

площадка 1 – вахтовый поселок,
площадка 2 – месторождение Арыстановское.

Месторождение Арыстановское расположено в Мангистауском районе, Мангистауской области в 300 км находится город Актау. Обзорная карта приведена на рисунке 1.1.

Руководство деятельностью компании осуществляется из офиса в г. Алматы и г. Актау.

Площадь горного отвода составляет: 5078 га.

Для объектов по добыче нефти и газа размер санитарно-защитной зоны составляет не менее 1000 м.

Временной режим работы предприятия: режим работы основных производственных подразделений предприятия круглосуточный, круглогодичный, во вспомогательных подразделениях – односменная работа. В целом на месторождении работы ведутся вахтовым методом.

С 2006 г. ТОО «КЕН-САРЫ» на месторождении Арыстановское проводило работы по бурению и испытанию разведочных и опережающих скважин их обустройству, а также строительству инфраструктуры и объектов для проведения пробной эксплуатации.

ТОО «КЕН-САРЫ» находится на этапе добычи месторождения Арыстановское (Приложение №3 Акт государственной регистрации Контракта от 29.04.2014 г. между Министерством нефти и газа РК и ТОО «КЕН-САРЫ» на проведение добычи углеводородного сырья на месторождении Арыстановское. Регистрационный № 4014- УВС).

С 30.04.2014 года месторождение Арыстановское введен в промышленную разработку. Разработка месторождения будет осуществляться в соответствии с проектными решениями «Технологической схемы разработки месторождения Арыстановское».

В проекте нормативов ДВ представлены:

-балансы добычи и распределения нефти и попутного газа по объектам месторождения Арыстановское;

-расчеты выбросов загрязняющих веществ от технологического оборудования с учетом перспективных показателей и ввода новых объектов по разработанным проектам;

-расчет выбросов ЗВ при технологическом неизбежном сжигании газа и при пуско наладочных работах на факельных установках с учетом объемов утилизации газа;

-расчеты рассеивания ЗВ в атмосфере по рассчитанным объемам выбросов и с учетом ввода новых источников выбросов;

-планируемые нормативы выбросов ЗВ.

Качественные и количественные характеристики выбросов вредных веществ определены расчетным методом по утвержденным методикам.

По результатам произведенного инвентаризационного обследования, количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составляет:

2025 г. – по проекту НДВ всего **321** источник загрязнения атмосферы, из которых 125 источников ЗВ являются организованными источниками и 196 источников ЗВ – неорганизованными.

В том числе:

Добавлены следующие источники:

- 1) №№0103-0104, 6140-6152 по рабочему проекту «Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»;
- 2) №№6192, 6193, 6194 по рабочему проекту «Пункт сдачи нефти месторождения Арыстановское. Реконструкция»;
- 3) №№0113, 6183, 6184, 6185, 6186, 6187, 6188, 6189, 6190, 6191 по рабочему проекту «Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»;
- 4) №№0114, 0115, 0116, 0117, 0118, 0119, 0120 «Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское»;
- 5) №№ 0121, 0122, 0123 установки ДЭС, АЦ-32У, УРС-100 при КРС;
- 6) №№ 0124, 0125 по рабочему проекту «Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»;
- 7) №№ 0126, 6195, 6196, 6197, 6198, 6199 - по рабочему проекту «Установка подготовки газа на месторождении Арыстановское. Расширение»;
- 8) №№ 0127, 0128 - по рабочему проекту «Установка насосных станций для закачки воды в пласт на площадке скважины № 59 месторождения Арыстановское».

Перечень стационарных источников выбросов ЗВ в атмосферу по площадкам ТОО «КЕН-САРЫ» на 2025 г. (корректировка №2)

| Тип источника | Производство | Номера источников |
|--|--------------------------------|---|
| Площадка 1. Вахтовый поселок | | |
| Организованные | | 0001- 0009, 0065-0068 (13 ед.) |
| Неорганизованные | | 6001- 6003 (3 ед.) |
| Площадка 2. Месторождение Арыстановское | | |
| Организованные | ГЗУ-1 | 0010-0017 (8 ед.) |
| Неорганизованные | | 6004-6010 (7 ед.) |
| Организованные | ГЗУ-2 | 0018-0027 (10 ед.) |
| Неорганизованные | | 6011-6017, 6161, 6164 (9 ед.) |
| Организованные | УПН | 0028-0049 (22 ед.) 0103-0104 (2 ед.) добавлен с РП 0114-0120 (7 ед.) добавлен с РП |
| Неорганизованные | | 6018-6026 (9 ед.) 6140-6152 (13 ед.) добавлен с РП |
| Организованные | ПСН | 0050-0064 (15 ед.) |
| Неорганизованные | | 6027-6033 (7 ед.) 6192-6193-6194 (3 ед.) добавлен с РП |
| Организованные | УПГ | 0069-0075 (7ед.) 0126 (1ед.) добавлен с РП |
| Неорганизованные | | 6037-6038 (2ед.), 6195-6199 (5ед.) добавлен с РП |
| Организованные | ГГУ | 0090-0095, 0100, 0102, (8 ед.) 0124-0125 (2 ед.) добавлен с РП |
| Неорганизованные | | - |
| Организованные | Территория промысла (скважины) | 0076-0089 (14 ед.) 0106 (1 ед.) 0113 (1 ед.) добавлен с РП 0127-0128 (2ед.) добавлен с РП |
| Неорганизованные | | 6039-6135 (95 ед.) 6155-6157 (3 ед.) 6158-6161 (4 ед.) 6162-6164 (3 ед.) 6182-6166 (2 ед.) 6183-6191 (9 ед.) добавлен с РП |
| Организованные | КРС | 0096, 0098, (2 ед.) 0107-0108, 0121-0123 (5 ед.) ТОО СНК Леопард 0109-0110, 0111, 0112 (4 ед.) ТОО ЮВСГ |
| Неорганизованные | | 6136-6139 (4 ед.) |

| | | |
|--------------------------------|-----|---|
| | | 6167-6168, 6169-6172, 6173-6175, 6176-6179 (13 ед.) ТОО СНК Леопард 6180, 6181, 6182 (3 ед.) ТОО ЮВСГ |
| Организованные | РМЦ | 0105 (1 ед.) |
| Неорганизованные | | 6153-6154 (2 ед.) |
| Итого организованных: | | 125 ед. |
| Итого неорганизованных: | | 196 ед. |
| ВСЕГО: | | 321 ед. |

В атмосферу выбрасываются загрязняющие вещества 31-ого наименования 2-4 класса опасности, из них 10 веществ обладают, при совместном присутствии, эффектом суммации вредного действия и объединены в 11 групп суммации.

Основными загрязняющими атмосферу веществами являются оксиды азота, оксид углерода, метан, углеводороды и диоксид серы.

Качественные и количественные характеристики выбросов определены расчетным методом по утвержденным методикам.

Расчеты уровня загрязнения атмосферного воздуха подтвердили отсутствие превышения нормативных значений ПДК для населенных мест на границе нормативной ССЗ.

Результаты расчета рассеивания ЗВ в приземном слое атмосферы показали, что максимальные концентрации на границе СЗЗ предприятия не превышают допустимых величин.

Согласно Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденных приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2 должна быть установлена СЗЗ. т.к. месторождение Арыстановское имеет санитарно-защитную зону в размере 1000 метров.

Выбросы по всем ингредиентам в качестве НДВ устанавливаются на 2025 г.

В административном отношении месторождение Арыстановское расположено в Мангистауском районе, Мангистауской области в 300 км находится город Актау.

II. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКИХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

Контрактная территория ТОО «КЕН-САРЫ» в административном отношении расположена в Мангистауском районе Мангистауской области Республики Казахстан, в 100 км к юго-западу от районного центра Бейнеу и в 280 км к северо-востоку от города Актау.

Непосредственно через территорию проходят железнодорожная линия Мангистау-Макаат, вдоль которой проложен нефтепровод Каламкас-Актау-Узень-Самара. Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции Устюрт и Бейнеу соответственно в 30 км и 100 км к северо-востоку от контрактной территории, а также поселок Сай-Утес в 120 км на юго-запад.

Железная дорога Актау – Атырау проходит непосредственно через площадь исследований. Вдоль нее проложены автодорога, линии электропередач, телефонной связи, нефтепровод Жанаозен – Самара, газопровод Средняя Азия – Центр и водовод Кигач - Мангистау. Шоссеиных дорог в районе месторождения нет, но многочисленные грунтовые дороги пересекают территорию в различных направлениях.

Горный отвод, выданный ТОО «КЕН-САРЫ» для осуществления деятельности по недропользованию на месторождении Арыстановское, расположен в пределах блоков ХХХШ-16-D (частично), Е (частично) в Мангистауской области. Площадь горного отвода составляет 50,78 кв. км.

На территории района встречаются многочисленные полевые дороги. Движение автотранспорта возможно практически в любое время года со скоростью 15-20 км/час.

Рельеф контрактной территории относительно ровный, представляет собой слабовсхолмленную приморскую равнину, с незначительным уклоном к юго-западу. С отметками поверхности рельефа 169,90-184,10 в Балтийской системе высот. Территория степная со скудной растительностью.

Для расчленения мезо-кайнозойского разреза привлекались данные промыслово-геофизических, палеонтологических и литолого-петрографических, исследований.

Климат резко континентальный. Средняя температура января минус 11,3оС, максимальное понижение достигает минус 34оС, среднесуточные колебания температуры достигают 12-15оС. Самым жарким месяцем является июль, средняя температура колеблется в пределах +25 - +26,5оС, днем повышается температура до +30 – +40оС, ночью понижается до +18 – +20оС.

По условиям выпадения осадков территория относится к сухим, безводным районам. Среднегодовое количество атмосферных осадков 177 мм.

Теплый период (апрель-октябрь) характеризуется очень малым количеством осадков – менее 100 мм. Наибольшее количество осадков выпадает в мае-июне и декабре составляет в среднем 9-13 мм.

По климатическому районированию, согласно СНиП РК 2.04-01-2001 «Строительная климатология» площадка ТОО «КЕН-САРЫ» находится в 4-ом климатическом поясе.

Географические координаты угловых точек геологического отвода представлены в таблице 2-1.

Таблица 2.1 - Координаты геологического отвода месторождения Арыстановское

| Угловые точки | Северная широта | Восточная долгота |
|---------------|-----------------|-------------------|
| 1 | 44° 45' 10" | 54° 05' 43" |
| 2 | 44° 45' 28" | 54° 06' 25" |
| 3 | 44° 45' 23" | 54° 08' 40" |
| 4 | 44° 44' 53" | 54° 08' 41" |
| 5 | 44° 44' 22" | 54° 10' 05" |
| 6 | 44° 45' 00" | 54° 11' 31" |
| 7 | 44° 44' 09" | 54° 12' 19" |
| 8 | 44° 43' 39" | 54° 11' 16" |

| | | |
|----|-------------|-------------|
| 9 | 44° 42' 33" | 54° 13' 24" |
| 10 | 44° 42' 08" | 54° 14' 59" |
| 11 | 44° 41' 10" | 54° 14' 08" |
| 12 | 44° 41' 11" | 54° 11' 48" |
| 13 | 44° 41' 49" | 54° 08' 40" |
| 14 | 44° 42' 31" | 54° 08' 00" |
| 15 | 44° 44' 08" | 54° 06' 03" |

Краткая характеристика физико-географических и климатических условий района расположения ТОО «КЕН-САРЫ» представлена в таблице 2.1..

Таблица 2.1

ЭРА v4.0
ТОО "Рекорд Консалт"

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

Мангистауский район, ТОО "КЕН-САРЫ" месторождение

| 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 | 25.0 |
| Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С | -10.0 |
| Среднегодовая роза ветров, % | |
| С | 17.0 |
| СВ | 15.0 |
| В | 20.0 |
| ЮВ | 13.0 |
| Ю | 5.0 |
| ЮЗ | 7.0 |
| З | 11.0 |
| СЗ | 10.0 |
| Среднегодовая скорость ветра, м/с | 5.0 |
| Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с | 12.0 |

III. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ

3.1. Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования

3.1.1. Месторождение Арыстановское

Предприятие ТОО «КЕН-САРЫ» специализируется на разработке нефтяных залежей на месторождении Арыстановское, добыче нефти, осуществляет подготовку нефти до товарного состояния и отправляют потребителям, планирует осуществить подготовку газа для потребления товарным газом.

Перечень структурных подразделений предприятия, основных и вспомогательных производств, участков:

- вахтовый поселок;
- ГЗУ-1,
- ГЗУ-2;
- установка подготовки газа (УПН);
- пункт сдачи нефти (ПСН);
- установка подготовки газа (УПГ);
- газогенераторная установка (ГГУ);
- полигон промышленных отходов;
- территория промысла (скважины)
- бурение скважин;
- работы по КРС скважин;
- топливо раздаточная колонка (ТРК);
- котельная установка;
- установка водоподготовки;
- ремонтный цех;
- БЛОС производительностью 50 м³/час;
- площадка для временного хранения отходов;
- склад хим.реагентов;
- трансформаторная подстанция;
- пожарное депо и пост;
- газопровод;
- нефтепровод.

Режим работы основных производственных подразделений предприятия круглосуточный круглогодичный, во вспомогательных подразделениях – односменная работа. В целом на месторождении работы ведутся вахтовым методом. Доставка персонала на месторождение осуществляется ж/дорожным транспортом из г. Актау и в вахтовый посёлок автотранспортом.

Руководство деятельностью компании осуществляется из офиса в г. Алматы и г. Актау. На месторождении Арыстановское добыча нефти ведётся фонтанным и механизированным способами из скважин (с использованием УЭЦН), разрабатывающих юрские горизонты.

3.1.2. Основные производственные показатели работы предприятия

Согласно Программы развития переработки сырого газа месторождения Арыстановское на 2025 год:

Прогноз добычи нефти и газа 2025 гг. по месторождению Арыстановское

| Года | Добыча нефти, тыс. т | Добыча сырого газа, млн. м3 |
|------|----------------------|-----------------------------|
| 2025 | 374,0 | 59,481 |

Годовые объемы сжигания газа на факельных установках согласно разрешений на 2025 гг.

| Период | Объем сжигания млн. м ³ по источникам в м ³ | Разрешение (Приложение 2) |
|--------------------------|---|---------------------------|
| 01.01.2025-31.12.2025 г. | 739 825,228 | 0,739 825 228 |

Объемы сжигания газа на факельных установках по источникам на 2025 г.

| Номер источника | Объем сжигания по источникам в м ³ |
|-----------------|---|
| 2025 год | |
| №0015 | 237 437,326 |
| №0023 | 58 949,94 |
| №0034 | 99 558,760 |
| №0074 | 343 879,202 |
| ИТОГО: | 739 825,228 |

Характеристика фонда скважин 01.09.2023г.

| Жолдың коды | Көрсеткіштердің атауы | Есепті кезең |
|-------------|--|--------------------|
| Код строки | Наименование показателей | За отчетный период |
| А | Б | 1 |
| 1 | Ұңғылардың пайдалану қоры, барлығы Эксплуатационный фонд скважин, всего | 108 |
| 2 | соның ішінде әрекеттегі қор, барлығы в том числе действующий фонд, всего | 95 |
| 3 | соның ішінде фонтандық тәсіл в том числе фонтанный способ | 0 |
| 4 | электрлі центрден тепкіш сорапты қондырғы (бұдан әрі – ЭЦС) электроцентробежная насосная установка (далее – ЭЦН) | 89 |
| 5 | электрлі бұрандалы сорапты қондырғы (бұдан әрі – ЭБС) электровинтовая насосная установка (далее – ЭВН) | |
| 6 | штангілі тереңдік сорап (бұдан әрі – ШТС) штангоглубинная насосная установка (далее – ШГН) | |
| 7 | газliftтік тәсіл газliftтний способ | |
| 8 | Әрекеттегі қордың тұрған ұңғылары Простои действующего фонда | 6 |
| 9 | соның ішінде фонтандық тәсіл в том числе фонтанный способ | - |
| 10 | ЭЦС ЭЦН | 6 |
| 11 | ЭБС ЭВН | |
| 12 | ШТС ШГН | |
| 13 | газliftтік тәсіл газliftтний способ | |
| 14 | әрекетсіз қор, барлығы бездействующий фонд, всего | 13 |
| 15 | соның ішінде фонтандық тәсіл в том числе фонтанный способ | - |
| 16 | ЭЦС ЭЦН | 13 |
| 17 | ЭБС ЭВН | |

| | | |
|----|--|---|
| 18 | ШТС ШГН | |
| 19 | газлифттік тәсіл газлифтный способ | |
| 20 | игерудегі, игеруді күту, барлығы в освоении, ожидание освоения, всего | 6 |
| 21 | соның ішінде фонтандық тәсіл в том числе фонтанный способ | |
| 22 | ЭЦС ЭЦН | 6 |
| 23 | ЭБС ЭВН | |
| 24 | ШТС ШГН | |
| 25 | газлифттік тәсіл газлифтный способ | |
| 26 | Консервацияда тұрған ұңғылар Скважины находящиеся в консервации | |
| 27 | Айдау ұңғылар қоры, барлығы Нагнетательный фонд скважин, всего, | 9 |
| 28 | соның ішінде әрекеттегі қор в том числе действующий фонд | 7 |
| 29 | соның ішінде тұрғаны в том числе простой | |
| 30 | әрекетсіз қор бездействующий фонд | 2 |
| 31 | игерудегі | |
| 32 | Бақылаушы қор Наблюдательный фонд | |

Перечень существующего оборудования на месторождении Арыстановское, с указанием прогнозируемого объема потребления сырого газа за период с 01.01.2025 года по 31.12.2025 год

| № | Оборудование | Кол-во. шт. | Расход газа, м3 /ч | Потребление газа, м3 /год | | Потребление газа, м3 /год | |
|----|--|-------------|--------------------|---------------------------|-------------------|---------------------------|-------------------|
| | | | | 2025 год | 2025 год | Количество о дней за год | м 3 |
| 1 | Печь подогрева нефти ПБТ-1,6М №1 (на ПСН) | 1 | 70 | 91 | 152 880 | 91 | 152 880 |
| 2 | Печь подогрева нефти ПБТ-1,6М №2 (на ПСН) | 1 | 71 | 91 | 155 064 | 91 | 155 064 |
| 3 | Печь подогрева нефти ПБТ-1,6М №3 (на ПСН) | 1 | 69 | 366 | 606 096 | 365 | 604 440 |
| 4 | Котельная в вахтовом поселке БКУ-600 (с двумя котлами, один резервный) | 1 | 33 | 366 | 289 872 | 365 | 289 080 |
| 5 | Печь подогрева нефти ПП-0.63 (на ЗУ-1) | 1 | 47 | 365 | 411 720 | 364 | 410 592,00 |
| 6 | Печь подогрева нефти ПП-0.63 (на ЗУ-2) | 1 | 29 | 365 | 254 040 | 364 | 253 344,00 |
| 7 | Печь подогрева нефти ПП-0.63 (на ЗУ-3) | 1 | 23 | 365 | 201 480 | 364 | 200 928,00 |
| 8 | Печь подогрева нефти ПП-0.63 (на ЗУ-4) | 1 | 43 | 365 | 376 680 | 364 | 375 648,00 |
| 9 | Печь подогрева нефти ПП-0.63 (на ЗУ-5) | 1 | 26 | 365 | 227 760 | 364 | 227 136,00 |
| 10 | Печь подогрева нефти ПП-0.63 (на ЗУ-6) | 1 | 100 | 365 | 876 000 | 364 | 873 600,00 |
| 11 | Котельная на УПП(с учетом остановки в 2025 году на 3 суток, в 2025 году на 5 суток) | 1 | 13,5 | 363 | 117 612 | 360 | 116 640 |
| 12 | Компрессорная станция (с тремя газопоршневыми двигателями Waukesha, 2 резервных) с учетом остановки в 2025 году на 3 суток, в 2025 году на 5 суток | 1 | 390 | 363 | 3 397 680 | 360 | 3 369 600 |
| 13 | Н-500 Жаротрубный нагреватель (с учетом остановки в 2025 году на 3 суток, в 2025 году на 5 суток) | 1 | 60 | 363 | 522 720 | 360 | 518 400 |
| 14 | Устьевой нагреватель УН-0,2М3 (Ж)* | 2 | 9,5 | 364 | 165 984 | 363 | 165 528 |
| 15 | Печь подогрева нефти ПП – 0.63 №1 (на УПН) | 1 | 57 | 364 | 497 952,00 | 363 | 496 584,00 |
| 16 | Печь подогрева нефти ПП – 0.63 №2 (на УПН) | 1 | 57 | 364 | 497 952,00 | 363 | 496 584,00 |
| 17 | Печь подогрева нефти ПП – 0.63 №3 (на УПН) | 1 | 57 | 366 | 500 688,00 | 365 | 499 320,00 |
| 18 | Печь подогрева нефти ПП – 0.63 №4 (на УПН) | 1 | 57 | 364 | 497 952,00 | 363 | 496 584,00 |
| 19 | CATERPILLAR SR5 Газогенераторная установка G3516 LE (всего 8 ед., в работе 7 ед., 1 ед. в зимний период) | 7 | 232 | 366 | 14 265 216 | 365 | 14 226 240 |
| | G3516 LE (зимний период) | 1 | 232 | 120 | 668 160 | 120 | 668 160 |
| | ИТОГО | | | | 24 683 508 | | 24 629 724 |

Перечень существующего оборудования на месторождении Арыстановское, с указанием прогнозируемого объема потребления сырого газа за период 01.01.2025 года по 31.12.2025 год

| Оборудование | Кол во. шт. | Расход газа, м3 /ч | Потребление газа, м3 /год 2025 год | | Потребление газа, м3 /год 2025 год | |
|--|-------------|--------------------|------------------------------------|------------|------------------------------------|------------|
| | | | Количество дней за год | м 3 | Количество дней за год | м 3 |
| Печь подогрева нефти ПП – 0.63 №5 (на ГЗУ-1) | 1 | 53,89 | 364 | 470 783,04 | 363 | 469 489,68 |
| Печь подогрева нефти ПП – 0.63 №6 (на ГЗУ-2) | 1 | 54,1 | 364 | 472 617,60 | 363 | 471 319,20 |
| Итого: | | | | 943 400,64 | | 940 808,88 |

Прогнозные объемы добычи нефти и газа по Проекту разработки месторождения Арыстановское

| Год | Добыча нефти, тыс. т | Темп отбора от извлекаемых запасов, % | | Накопленная добыча нефти, тыс.т | Отбор от извлекаемых | Коэф. нефтеотд, д.ед | Годовая добыча жидкости, тыс.т | | Накопленная добыча жидкости, тыс.т | | Обвод. продукции, % | Закачка рабочих агентов | | Компенсация отбор. закачки, % | Добыча нефтяного газа, млн.м3 | |
|------|----------------------|---------------------------------------|---------|---------------------------------|----------------------|----------------------|--------------------------------|--------------------------|------------------------------------|--------------------------|---------------------|------------------------------|----------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------|
| | | Начальных | Текущих | | | | Всего | В т.ч. механиз. способом | Всего | В т.ч. механиз. способом | | Годовая закачка воды, тыс.м3 | Накопленная закачка воды, тыс.м3 | | Годовая | Накопленная |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| 2025 | 374,0 | 4,0 | 6,2 | 3643,6 | 39,1 | 0,082 | 517,6 | 517,6 | 4359,3 | 2184,5 | 27,7 | 215,9 | 1024,6 | 33 | 59,481 | 512,897 |
| 2025 | 454,7 | 4,9 | 8,0 | 4098,2 | 43,9 | 0,092 | 663,7 | 663,7 | 5022,9 | 2848,1 | 31,5 | 286,6 | 1311,2 | 34 | 71,987 | 584,883 |

С 30.04.2014 года месторождение Арыстановское введено в промышленную разработку. Разработка месторождения осуществляется в соответствии с проектными решениями «Технологической схемы разработки месторождения Арыстановское».

Добыча углеводородного сырья на месторождении Арыстановское в пределах блока XXXIII-16-D (частично), E (частично) Мангистауской области Республики Казахстан.

Предприятие ТОО «КЕН-САРЫ» специализируется на разработке нефтяных залежей на месторождении Арыстановское, добыче нефти, осуществляет подготовку нефти и газа до товарного состояния и отправляют потребителям.

Кроме основной деятельности эксплуатация месторождения сопровождается вспомогательными процессами производства.

Перечень структурных подразделений предприятия, основных и вспомогательных производств, участков: ГЗУ-1, ГЗУ-2; действующие эксплуатационные скважины; бурение скважин; работы по КРС скважин; установка подготовки газа (УПН); пункт сдачи нефти (ПСН); установка подготовки газа (УПГ); газогенераторная установка (ГГУ); полигон промышленных отходов; вахтовый посёлок; топливораздаточная колонка (ТРК); котельная установка; установка водоподготовки; ремонтный цех; БЛОС; площадка для временного хранения отходов; склад хим.реагентов; трансформаторная подстанция; пожарное депо и пост; газопровод; нефтепровод и т.д.

3.1.3. Система сбора и транспортировки продукции скважин

В настоящее время на месторождении Арыстановское функционируют следующие основные объекты и сооружения:

- Территория промысла (эксплуатационные и нагнетательные скважины);
- Выкидные линии от скважин до замерных установок ГЗУ-1, ГЗУ-2, УПН, ЗУ-1, 2, 3, 4, 5;
- Групповая замерная установка (ГЗУ-1 и ГЗУ-2);
- Установка подготовки нефти (УПН);
- Пункт сдачи нефти (ПСН);
- Установка подготовки газа (УПГ);
- Газогенераторная установка (ГГУ);
- Замерные установки (ЗУ-1, 2, 3, 4, 5);

Технология сбора, подготовки и транспорта нефти будет осуществляться по следующей схеме: устье скважины - выкидные линии - групповые замерные установки - нефтесборный коллектор – УПН - резервуарный парк – коммерческий узел учёта нефти. Подготовленная товарная нефть будет сдаваться в магистральный нефтепровод АО «КазТрансОйл» (район 214 км). Технологическая схема процесса подготовки нефти позволяет довести добываемую продукцию до качества, соответствующего ГОСТ РК 51858-2002.

3.1.4. Организация замера и учёта продукции скважин

Нефтяная эмульсия по нефтесборным сетям поступает на ГЗУ-1 и ГЗУ-2. В состав ГЗУ входят следующие сооружения:

- АГЗУ типа «Спутник»;
- Нефтегазосепаратор;
- Газосепаратор;
- Печь для подогрева нефти;
- Ёмкость подземная дренажная;
- Установка дозирования хим.реагентов;
- Конденсатосборник.

Поток продукции со скважин по выкидным линиям поступает на замерную установку «Спутник», далее в НГС происходит отделение газа от нефти. Далее жидкость через печь

подогрева, где происходит подогрев до 70оС и далее в буферную емкость (БЕ). Откуда насосами по коллектору перекачивается на установку по подготовке нефти (УПН). Газ с НГС поступает в вертикальный сепаратор, где происходит его отделение капельной жидкости. Далее газ идёт на собственные нужды на печь подогрева и на УПГ.

В состав ЗУ входят следующие оборудования:

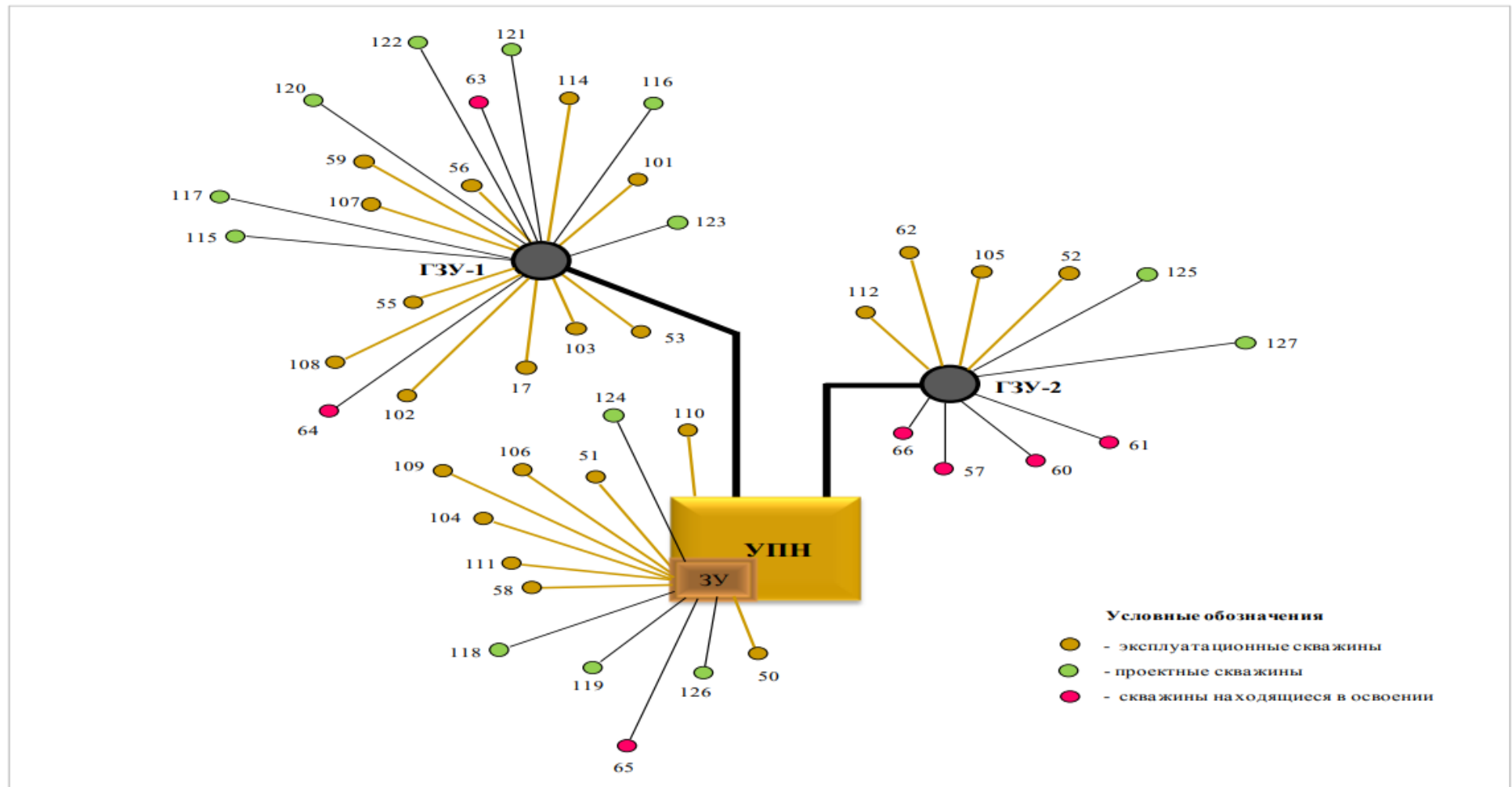
- АГЗУ типа «Мера»;
- Печь для подогрева нефти ПП-0,63А;
- Ёмкость подземная дренажная в V=8 м3 ;

Нефть насосами по перекачке нефти откачивается на эстакаду для погрузки в автоцистерны.

Все внутривысотные трубопроводы на ГЗУ подземные.

Принципиальная схема системы сбора продукции скважин приведена на рисунке 3.1.

Рисунок 3.1 Принципиальная схема системы сбора продукции скважин



3.1.5. Система подготовки продукции скважин

Принципиальная технологическая схема подготовки продукции скважин месторождения Арыстановское представлена на рисунке 3.2. Пункт подготовки нефти включает в себя:

- нефтегазовый сепаратор первой ступени НГС-II-1.6-2400-1-И (С-1) объемом 50 м³ ;
- отстойник горизонтальный ОГ-50П-2 (ОГ-1/2) объемом 50 м³ ;
- сепаратор концевой ступени сепарации НГС-II-1,6-1600-1-И (С-2) объемом 12,5 м³ ;
- две печи подогрева ПП-0.63А (П-1/2);
- блок дозирования химреагентов УДХ-2,5/2 (БР);
- вертикальный газовый сепаратор сетчатый ГС-1-2.5-600-1-И (ГС) объемом 0.8 м³ , рассчитанный на рабочее давление 0,3 МПа;
- газовые расширители (ГР-1/2) диаметром 500 мм, длиной 3 м;
- совмещенную факельную установку (Ф-1) высотой 20 м;
- насосная технологическая установка (Н-3/4) с насосными агрегатами ЦНСА 38-66, производительностью 30 м³ /час, напором 60 м;
- насосная станция налива нефти (Н-5/6) с насосными агрегатами ЦНСА 38-44, производительностью 30 м³ /час, напором 44 м;
- резервуары хранения нефти РВС-500 (РВС-1/2/3) в количестве 3 шт;
- резервуар приёма и хранения пластовой воды РВС-500 (РВС-4) в количестве 1 шт;
- дренажная ёмкость ЕП-63-3000-1-2 (ДЕ-1) объемом 63 м³ с полупогружным насосным агрегатом НВ-50/50;
- дренажная ёмкость ЕП-16-2000-1300-2 (ДЕ-2) объемом 16 м³ ;
- дренажная ёмкость ЕП-63-3000-1-2 (ДЕ-3) объемом 63 м³ с полупогружным насосным агрегатом НВ-50/50.

Сырая нефть по трубопроводу диаметром 150 мм поступает в сепаратор 1-ой ступени сепарации, в котором при давлении 0.5 МПа и температуре 40°С происходит разделение нефти и газа.

Выделившийся в сепараторе газ направляется в газовый сепаратор, где осуществляется очистка нефтяного газа от капельной жидкости и механических примесей. Очищенный от влаги газ в качестве топлива, подаётся на подогреватели, а остаток сжигается на факеле. Для предотвращения проникновения пламени и искр внутрь газопровода предусмотрена установка огневого предохранителя у основания ствола факела.

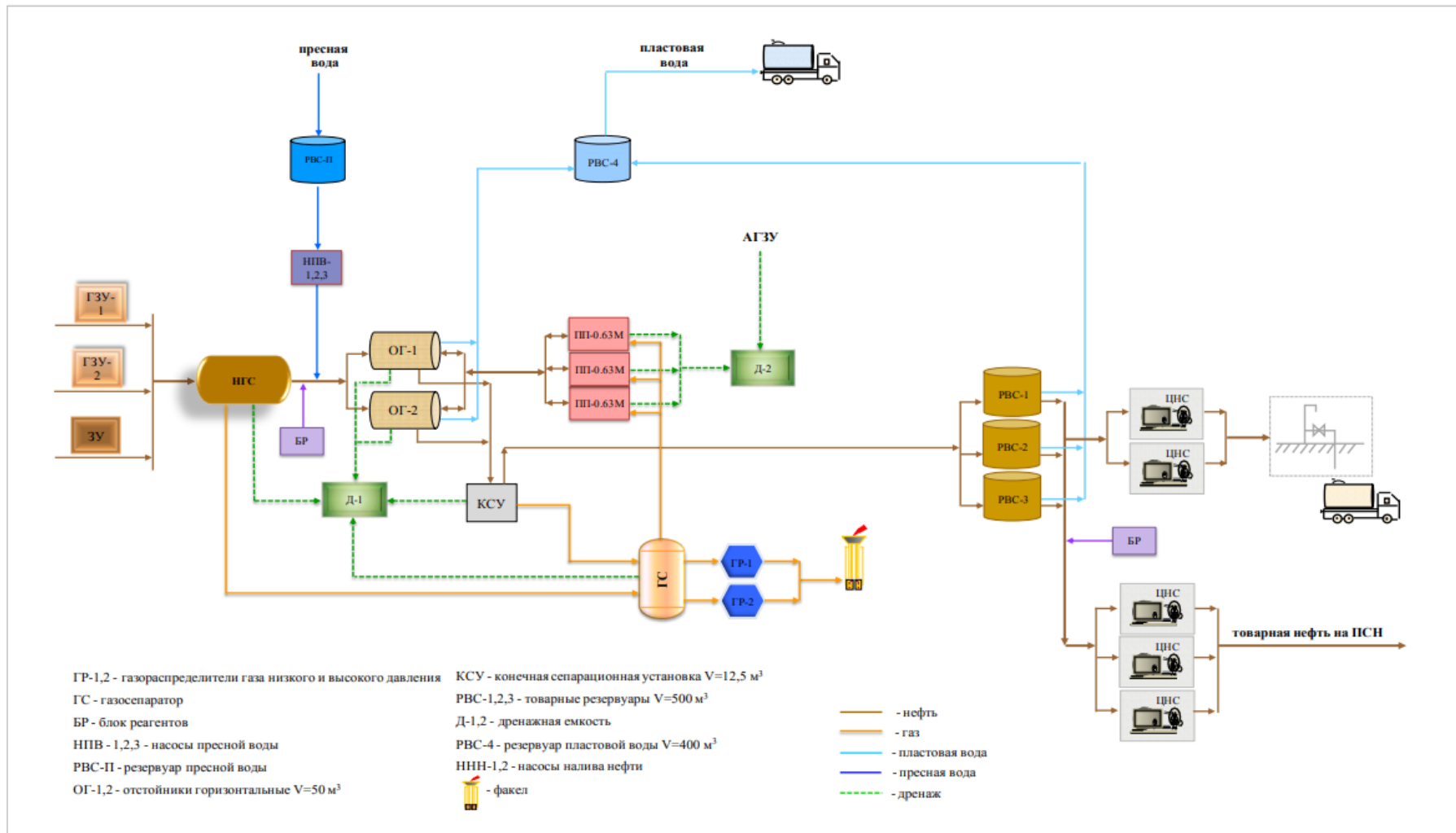


Рисунок 3.2. Принципиальная технологическая схема подготовки продукции скважин месторождения Арыстановское

Площадка 1

В состав объектов размещенных на площадке 1 входят Вахтовый поселок, автозаправочная станция, резервная дизельная установка, сварочный пост, здание ремонтной мастерской, котельная.

Вахтовый поселок предназначен для проживания обслуживающего персонала на время бурения, добычи и эксплуатации месторождения. Площадь поселка – 3600 м². Подъезд к поселку осуществляется по грейдеру от железнодорожной станции «6-ой разъезд».

В состав вахтового поселка входят следующие здания и сооружения:

- вагон – офис;
- жилой блок (VIP);
- жилой комплекс с жилыми комнатами различных категорий;
- склад продуктов;
- ДЭС;
- котельная;
- установка водоподготовки;
- резервуар противопожарной воды V=50 м³ ;
- насосная станция водоснабжения и пожаротушения;
- резервуар питьевой воды V=10 м³ ;
- дренажная емкость для бытовых стоков V=25 м³ ;
- КПП;
- узел слива;
- БЛОС, производительностью 50 м³/час и 20 м³/час;
- здание телекоммуникаций.

Электроснабжение осуществляется от ЛЭП, резервными источниками являются дизельные установки, а также, на месторождении Арыстановское работает газопоршневая электростанция на попутном газе, для выработки электроэнергии на собственные нужды месторождения и подогрева нефти на устье скважины.

Теплоснабжение зданий вахтового поселка и в производственных помещениях предусмотрено от электронагревателей.

Всего на 2025 г. на площадке вахтового поселка присутствует – 16 источников выбросов ЗВ в атмосферу. Из них 13 источников – организованные, и 3 – неорганизованные источники выбросов.

Площадка №2

На месторождении действуют групповые замерные установки ГЗУ-1 и ГЗУ-2, Установка подготовки нефти (УПН), газогенераторные станции (ГГУ), Пункт сдачи нефти (ПСН), установки подготовки газа (УПГ), замерные установки ЗУ-1, 2, 3, 4, 5, капитальный ремонт скважин (КРС), полигон и скважины.

3.1.6. Групповые замерные установки (ГЗУ-1, ГЗУ-2)

Групповые замерные установки предназначены для подготовки и транспортировки подготовленной нефти автотранспортом или нефтесборным коллектором на УПН.

В состав ГЗУ-1 и ГЗУ-2 входят следующие сооружения:

- АГЗУ «Спутник 40-14-1500»;
- нефтегазосепаратор НГС (1 шт.);
- газосепаратор (1 шт.);
- емкость - аппарат 1-50-1,6-1-И-Т;
- печь для подогрева нефти ПП-063А (1 шт.);
- емкость подземная дренажная ЕП-16-2000-1-3-И-Т (1 шт.);

- факел для сжигания газа Ду=100мм, Н=25 м (1 шт.);
- конденсатосборник (1 шт.);
- насос поршневой НБ-50 (1 шт.);
- емкость накопительная V=50 м³ (2 шт.);

Производительность ГЗУ-2 составляет 700 м³ /сут.

Всего на 2025 г. на площадке ГЗУ 1 присутствует – 15 источников выбросов ЗВ в атмосферу. Из них 8 источников – организованные, и 7 – неорганизованные источники выбросов.

На 2025 г. на площадке ГЗУ 2 - 19 источников выбросов ЗВ в атмосферу. Из них 10 источников – организованные, и 9 – неорганизованные источники выбросов.

Технологической схемой предусматриваются следующие технологические операции:

- сбор скважиной продукции;
- сепарация нефти (1-я ступень);
- подогрев нефтяной эмульсии в печи подогрева;
- подготовка газа (газовый сепаратор, факельный сепаратор);
- аварийное сжигание газа (факельная установка);
- сбор дренажа из технологического оборудования и трубопроводов;
- транспортировка нефти коллектором или автотранспортом на УПН.

Нефть от скважин поступает на замерную установку «Спутник АМ 40-14-1500», расположенную на площадке ГЗУ-2, где происходит автоматическое периодическое определение дебитов нефтяных скважин по жидкости.

Замерная установка представляет собой помещение, внутри которого находятся трап-сепаратор, замерный узел и запорно-регулирующая арматура для каждой подведённой скважины. Выброс загрязняющих веществ от установки производится через принудительную вытяжную вентиляцию - труба высотой 2,5 м, диаметр 200 мм.

После замера скважинной продукции нефть направляется в единый сборный коллектор и подается на сепаратор первой ступени (НГС-II-1,6-2000-1-И), объемом 25 м³, где при рабочем давлении P_{раб}=0,5 МПа, T=(45-50)°C происходит дегазация нефти.

Частично дегазированная нефть из нефтесепаратора поступает в подогреватель нефти ПП-0,63А (П), где подогревается до температуры 50°С.

Теплопроизводительность печи 0,63 Гкал/час.

Подогретая нефть из подогревателя поступает в аппараты емкостные (ГА-1/2), откуда насосами подается в коллектор или на вывоз автотранспортом.

Для внутривыскачной перекачки нефти используется насосная технологическая с агрегатами ЦНСА 38-66 Q=38м³ /ч. (Н-1/2).

Площадка налива предусмотрена для налива одной автоцистерны.

В газовый сепаратор ГС-1-1,6-800-1-И, объемом 1,6 м³, газ высокого давления поступает от НГС. Рабочее давление в газовом сепараторе составляет 0,3 МПа, температура 20-25°С. В ГС происходит процесс улавливания капельной нефти, унесенной из нефтегазосепаратора. Очищенный газ направляется по линии газа высокого давления (по трубопроводу d100 мм) в факельный сепаратор (ФС).

Очищенный от влаги газ в качестве топлива, подается на подогреватель нефти.

Уровень жидкости в сепараторе контролируется запорным (отсечным) клапаном КО-1, установленном на трубопроводе выхода конденсата.

Конденсат, выделившийся в сепараторе, по трубопроводу d50 мм направляется в дренажную систему ГЗУ-2.

Факельный сепаратор предназначается для отделения капельной жидкости из газа, поступающего на факельную установку высокого давления (Ф).

С факельного сепаратора и факела высокого давления (Ф) предусмотрен отводом конденсата в дренажную емкость (ДЕ-2) по трубопроводу d80 мм.

По мере накопления стоки из дренажной емкости откачиваются автотранспортом. Газ из

ёмкости по трубопроводу диаметром 50 мм отводится в газопровод подачи газа на свечу.

При факеле установлен конденсатосборник для улавливания конденсата и влаги, поступающих с газом на факельную установку. Сброс конденсата осуществляется по трубопроводу Ду 50 мм в дренажную емкость (ДЕ-2).

Подача топливного газа на технологический блок осуществляется по трубопроводу Д50мм от площадки редуцирования топливного газа и площадки газобаллонной установки. Газобаллонная установка предназначена для хранения сжиженного пропана, который может быть использован в качестве резерва топливного газа и состоит из двух баллонов по 50 л, наполненных сжиженным пропаном.

После ГЗУ-2 осуществляется отправка нефтяного потока на УПН.

Для слива дренажа от ЗУ, НГС, ГС, аппаратов (ГА-1/2), с подогревателя, центробежных насосов во время аварийных ситуаций, ремонта и планового останова предусмотрена подземная дренажная емкость (ДЕ-1) ЕП-63-3000-1-2, объемом 63 м³.

Возврат в технологический процесс жидкости из дренажной емкости (ДЕ-1) предусмотрен в линию перед площадкой нефтегазового сепаратора (НГС), посредством полупогружного насосного агрегата НВ-50/50. Так же откачка дренажа из ДЕ-1 предусмотрена передвижной техникой в случае выхода из строя полупогружного насоса и далее на утилизацию.

Газ, выделившийся из аппаратов (ГА-1/2), дренажных емкостей и аварийный сброс газа с предохранительных клапанов нефтегазосепаратора при давлении 0,58МПа и газового сепаратора ГС при давлении 0,35 МПа, направляется по линии газа низкого давления на свечу диаметром 100 мм.

Электроснабжение ГЗУ-1 и ГЗУ-2 осуществляется от ЛЭП, для аварийных ситуаций предусмотрены резервные дизельные генераторы марки ВСJD300Р производства «Broadcrown» в комплекте с наземными емкостями хранения дизтоплива объемом 1,0 м³ мощностью 240 кВт. Емкости размещены с д/генераторами в помещениях, оборудованных вентиляционными системами с выхлопными трубами высотой 3 м, диаметр 0,3 м.

На каждой площадке рядом с д/генераторами установлены емкости хранения дизтоплива объемом 8 м³ (на ГЗУ-1) и 10 м³ (ГЗУ-2).

Источниками выделения углеводородов в атмосферу являются:

- емкости для хранения нефти;
- сепараторы;
- узлы замера газа;
- насосное оборудование;
- дренажные емкости;
- емкости для хранения д/топлива;
- запорная арматура.

Выбросы газовойдушной смеси в атмосферу, содержащей углеводороды, происходят:

• через свечи системы обвязки, ЗРА, ФС, предохранительные клапаны, неплотности оборудования, горловины цистерн нефтевозов.

Источниками выделения продуктов сгорания газа и топлива в атмосферу являются:

- факельные установки;
- печи подогрева нефти;
- дизель-генераторы.

Выбросы газовойдушной смеси в атмосферу, содержащей продукты сгорания топлива происходят через выхлопные трубы факелов, печей, дизель-генераторов.

ЗУ-1 и ЗУ-2 подключены коллектором к ГЗУ-1.

ЗУ-4 подключен коллектором к УПН.

В состав ЗУ входят следующие оборудование:

- АГЗУ типа «Мера»;
- Печь для подогрева нефти ПП-0,63А;
- Ёмкость подземная дренажная в V=8м³;

в административной зоне:

- лаборатория качества нефти;
- операторная.

в хозяйственной зоне:

- дизельная электростанция;
- площадка резервуаров хранения топлива для ДЭС;
- комплектная трансформаторная подстанция.

в производственной зоне:

- площадка замерной установки;
- площадка сепаратора первой ступени (С-1);
- площадка отстойников горизонтальных (ОГ-1/2);
- площадка концевой сепаратора (С-2);
- площадка газового сепаратора (ГС);
- площадка печей подогрева (П-1/2/3/4);
- площадка блока хим. реагентов (БР);
- площадка насосов внутрибазовой перекачки нефти (Н-3/4);
- площадка насосов налива нефти (Н-5/6);
- площадка газового расширителя (ГР-1; ГР-2);
- площадка факельной установки (Ф-1);
- площадка налива нефти;
- площадки дренажных емкостей (Е-1, Е-2, Е-3); в зоне хранения:
- резервуарный парк (РВС 1/2/3);
- резервуар пластовой воды (РВС 4); в зоне противопожарных сооружений:
- площадка с двумя резервуарами противопожарного запаса воды
- площадка насосной станции пожаротушения

В составе проекта УПН осуществляется эксплуатация следующих объектов производственного назначения:

- Автоматизированная замерная установка Спутник АМ40-10-400;
- Нефтегазовый сепаратор первой ступени НГС-II-1,6-2400-1-И V=50 м³ С-1;
- Концевой нефтегазовый сепаратор НГС -II-1,6-2000-1-И V=12,5м³ С-2;
- Отстойники горизонтальные ОГ-50П-2 V=50 м³ ОГ-1/2;
- Блок дозирования реагентов «Озна-дозатор» БДР-2,5/2;
- Газосепаратор сетчатый ГС 1-2,5-600-1-И V=0,8 м³;
- ГР-1 и ГР-2 Газовый расширитель;
- Факельная установка Ф-1;
- Печи подогрева нефти ПП-0,63А П1/2/3/4;
- Резервуары хранения нефти V=500 м³ РВС1/2/3;
- Резервуар пластовой воды V=400 м³ РВС4;
- Система сбора дренажа;
- Дренажные емкости с полупогружными насосами агрегатом НВ-50/50 ЕП-63-3000-1-2 V=63 м³ ДЕ-1/3;
- Дренажная емкость ЕП-16-2000-1300-2 V=16 м³ ДЕ-2;
- Насосы внутрибазовой перекачки нефти Q=30 м³/ч, Н-3/4;
- Насосы налива нефти Q=30 м³/ч, Н-5/6;
- Эстакада налива нефти в автоцистерны;
- Насосы пресной воды Q=1,25 м³ /час,
- Резервуар пресной воды V=50 м³;
- Резервуары противопожарного запаса воды V=400 м³, РВС-5/6;
- Насосная станция пожаротушения с запасом пенообразователя;

– Дизельные электростанции позиция по ГП 23.1/23.2 – Резервуары хранения дизельного топлива $V=25 \text{ м}^3$;
– Лаборатория.

Сырая нефть по нефтепромысловым выкидным линиям и коллекторам поступает на манифольды УПН и замерную установку «Спутник» (ЗУ). Параметры поступающего сырья: температура – $40-45^\circ\text{C}$, давление – $0,7 \text{ МПа}$.

От ЗУ нефть направляется в сепаратор первой ступени сепарации НГС П-1,6-2400 (С 1) (объемом 50 м^3), в котором при давлении $0,5 \text{ МПа}$ и температуре 40°C происходит разделение нефти, газа и дренажа.

Выделившийся в сепараторе газ направляется в газовый сепаратор ГС 1-2,5-600 ($V=0,8 \text{ м}^3$), где осуществляется очистка нефтяного газа от капельной жидкости и механических примесей, унесенных газом при сепарации нефти. Уловленная жидкость отводится в дренажную емкость ДЕ-1. Некоторая часть попутного нефтяного газа направляется для использования в печах подогрева нефти, основная часть сжигается на факеле высокого давления.

Отделенная нефть на печах ПП-063 (производительностью 1150 т/сутки , $G=0,63 \text{ Гкал/час}$) подогревается до температуры 70°C и через систему отстойников ОГ-50П-2 (объемом по 50 м^3) поступает в концевой нефтегазовый сепаратор (КНС) объемом $12,5 \text{ м}^3$ с давлением $0,105 \text{ МПа}$.

В трубопровод подачи нефти перед подогревом вводятся жидкие деэмульгаторы из расчета 106 г на 1 тонну нефти и пресную воду в количестве 10% от объема нефти.

На УПН перед печами подогрева нефти ПП 063 в нефтяной поток вводятся жидкие деэмульгаторы (диссолван) из расчета 106 г на 1 тонну нефти и пресную воду в количестве 10% от объема нефти. Для ввода в технологический поток хим.реагента предусмотрен блок БДР 2,5/2 дозирования реагента. В состав установки входят: емкость для хранения диссолвана объемом $2,5 \text{ м}^3$, два дозирующих насоса производительностью по $2,5 \text{ л/час}$ при давлении $0,5 \text{ МПа}$, электронагревательная печь ПЭТ-4-У 3.

Нефть из концевого сепаратора самотеком направляется в три резервуара хранения нефти РВС1-3 объемом по 500 м^3 . Выделившийся газ из С-2 направляется на факел Ф-1 для сжигания.

Для сжигания газа предусмотрена факельная установка заводского изготовления, диаметр факельного ствола 200 мм , высотой 20 м .

Для отделения капельной жидкости, конденсата и механических примесей из газа, подаваемого на факел для сжигания, предусмотрены газовые расширители ГР-1, 2. Отвод уловленной жидкости осуществляется в дренажную емкость ДЕ-1.

УПН оснащена системой внутрибазовой перекачки и отгрузки нефти в состав которой входят насосы внутрибазовой перекачки нефти (производительность $30 \text{ м}^3/\text{ч}$), насосы налива нефти (Н-5/6 производительность = $30 \text{ м}^3/\text{ч}$), площадка налива нефти в автоцистерны.

Отделенная насыщенная солями пластовая вода собирается в дренажную емкость.

Со всего оборудования дренажная жидкость поступает в дренажную систему, которая состоит из 2-х подземных дренажных емкостей объемом 63 м^3 (ЕП-63-3000-1-2) с полупогружным насосным агрегатом НВ-50/50) и подземной дренажной емкости (ЕП-16- 2000-1300-2) объемом 16 м^3 .

Опорожнение дренажных емкостей первоначально будет осуществляться в автоцистерны, в дальнейшем планируется полупогружными насосами перекачивать в резервуар пластовой воды, с последующим вывозом на нагнетающую скважину месторождения «Арыстановское» для закачки в пластовые горизонты системы поддержания пластового давления (СППД).

Для защиты аппаратов С-1, ГС, С-2, отстойников нефти ОГ от превышения давления на аппаратах устанавливаются блоки предохранительных клапанов с переключающими устройствами. Сброс газа с предохранительных клапанов предусматривается в газопровод для последующего сжигания. Учет газа высокого и низкого давлений осуществляется посредством счетчиков газа, установленных на трубопроводах подачи газа на факел.

Источниками выделения загрязняющих веществ в атмосферу на перечисленных объектах

являются:

- неплотности фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры блочной дозаторной установки;
- неплотности ФС, ЗРА и ПК аппаратов под давлением (НГС, ГС, отстойники, КНС, факельный сепаратор, дренажные емкости);
- уплотнения насосов по перекачке нефти на площадке;
- резервуары хранения углеводородного сырья, реагентов, дизтоплива;
- котлы печей подогрева нефти.

При эксплуатации оборудования УПН в атмосферный воздух выбрасываются:

- углеводороды – от дыхательной аппаратуры резервуаров нефти и дренажных емкостей, горловины цистерны нефтевоза, дефлекторов, предохранительных клапанов оборудования сепарации нефти и газа, запорно-регулирующей арматуры замерной установки, свечи печи и дренажных емкостей, уплотнения насосов;
- пары метанола – от блочной дозаторной установки;
- пары серной и азотной кислоты – от вытяжной вентиляционной системы от шкафа лаборатории;
- оксиды азота, оксид углерода, диоксид серы – из дымовых труб технологических печей подогрева нефти;
- азота диоксид, углерода оксид, углеводороды C1-5 при сжигании газа на факелах высокого и низкого давления;
- углеводороды C12-C19 – при приеме, хранении дизтоплива в резервуарах, топливные баки дизель-генераторов;
- оксидов азота, серы диоксида, углерода оксида, углеводородов, сажи, формальдегид – выхлопные трубы дизельных генераторов (продолжительность включения дизельной в целях профилактики – 20 мин. 1 раз в неделю).

Основными загрязняющими веществами, выбрасываемыми в атмосферу оборудованием на УПН, являются углеводороды и продукты сгорания газа на факеле и печах подогрева нефти.

Дегазированная нефть поступает на печи подогрева, где происходит её нагрев до 60°C, и далее поступает в ёмкостный аппарат, откуда перекачивается в автоцистерны и отвозится на ГУ-2, принадлежащей ТОО «Каракудукмунай» и далее поступает на ЦППН, где идет на процесс подготовки нефти до товарного качества. После, подготовленная нефть перекачивается в ТСН, далее направляется в систему МН АО «КазТрансОйл».

Расширение Установки подготовки нефти на месторождении Арыстановское в три очереди строительства, которое включает в себя следующие мероприятия:

1-ая очередь строительства

- установка смесителей пресной воды СМ-1/2 Ду100;
- замена линии входа и выхода нефти от существующих отстойников нефти ОГ-1/2 с Ду150 на Ду200;
- строительство газоуравнительной системы существующего резервуарного парка;
- строительство конденсатосборника КП-01 V-1.0м³;
- строительство продувочной свечи С-101.

2-ая очередь строительства

- установка дополнительного трехфазного сепаратора НГСВ С-1А V=80м³;
- замена линии выхода от существующего НГС С-1 V=50м³ до существующих отстойников нефти ОГ-1/2 с Ду150 на Ду200;
- замена газовой линии высокого давления с выхода существующего НГС С-1 V=50м³ до существующего газового сепаратора ГС - 0,8м³;
- строительство линии пластовой воды от НГСВ С-1А V=80м³ и существующих отстойников нефти ОГ-1/2 до существующего РВС-4 V=400м³;
- замена коллекторов на входе и выходе от существующих печей подогрева нефти П-1,2,3,4 с Ду150 на Ду200;

-замена газовой линии низкого давления с выхода КСУ до задвижки №204 с Ду100 на Ду150;

-установка компрессора воздушного (инструментальный воздух) КВ-1.

3-ая очередь строительства

-строительство дополнительного технологического резервуара

- РВС-7, V=500м³;

-строительство газоуравнительной системы РВС-7.

Всего на 2025 г. на УПН присутствует – 53 источников выбросов ЗВ в атмосферу. Из них 31 источник – организованные, и 22 – неорганизованные источники выбросов.

В соответствии с технологическими параметрами добычи нефти и требованиями к товарной продукции принята следующая схема добычи, сбора, подготовки и транспорта нефти. Сырая нефть по трубопроводу диаметром 150 мм поступает в сепаратор 1-ой ступени сепарации, в котором при давлении 0.5 МПа и температуре 40оС происходит разделение нефти и газа.

Выделившийся в сепараторе газ направляется в газовый сепаратор, где осуществляется очистка нефтяного газа от капельной жидкости и механических примесей. Очищенный от влаги газ в качестве топлива, подаётся на подогреватели, а остаток сжигается на факеле. Для предотвращения проникновения пламени и искр внутрь газопровода предусмотрена установка огневого предохранителя у основания ствола факела.

Нефть из сепаратора 1-ой ступени по трубопроводу диаметром 150 мм направляется в подогреватель, где происходит её нагрев до температуры 70°С. Подогреватель непрямого огня представляет собой ёмкость, заполненную промежуточным теплоносителем (пресная вода).

В трубопровод подачи нефти и в подогреватель вводятся деэмульгаторы и пресная вода.

Из подогревателя смесь нефти с водой при температуре 70оС поступает в отстойники горизонтальные (ОГ ½) со сбросом воды, в котором при давлении 0.105 МПа происходит окончательная дегазация нефти и отделение воды.

Отделившаяся вода после процесса обессоливания из ОГ-1,2 и концевое сепаратора сбрасывается в дренажную ёмкость и в резервуар сбора воды (РВС-4) после отстоя, разделения и улавливания нефтяных капель откачивается насосами по перекачке воды в РВС-4 (пластовой воды). Отделившийся конденсат из сепаратора I ступени, газосепаратора и газового расширителя сбрасывается в дренажную ёмкость. Откачка жидкости из дренажных ёмкостей осуществляется передвижной техникой.

Нефть, прошедшая дегазацию в концевом сепараторе, направляется в технологический резервуар №1 (РВС-500) для окончательного обезвоживания, после чего поступает в товарные резервуары №2 и 3 (РВС-500). Затем насосами по перекачке нефти откачивается на ПСН, резервуарный парк и далее на коммерческий узел учёта нефти. Подготовленная товарная нефть будет сдаваться в магистральный нефтепровод АО «КазТрансОйл» (район 214 км нефтепровода «Узень-Самара»).

3.1.8. Нефтепровод

Нефтепровод служит для транспорта нефти от УПН месторождения Арыстановское до Пункта сдачи нефти. Система транспорта нефти состоит из:

- площадки насосов перекачки на территории УПН;
- нефтепровода, общей протяжённостью – 5,27 км, условным диаметром 200 мм;
- узла аварийного отключения.

Нефтепровод выполнен в подземном исполнении. Глубина заложения - 1,5 м до верха трубы.

3.1.9. Пункт сдачи нефти (ПСН)

ПСН предназначен для хранения и транспортировки нефти в магистральный нефтепровод

«Узень-Атырау-Самара» АО «КазТрансОйл».

Подготовка нефти до товарной кондиции производится на УПН месторождения Арыстановское.

ПСН обеспечивает следующие основные технологические процессы:

- накопление товарной нефти в резервуарном парке ёмкостью 10000 м³ (5 резервуаров типа РВС-2000 м³ каждый);

- подогрев нефти;

- перекачку нефти от ПСН до магистрального нефтепровода «Узень-Атырау Самара».

В состав проектируемых сооружений ПСН входят:

- резервуарный парк хранения нефти;

- площадка печей подогрева нефти;

- площадка магистральной насосной станции;

- площадка циркуляционных насосов;

- химическая лаборатория;

- операторная;

- площадка сбора конденсата;

- продувочная свеча Ду=200, Н=6.0 м.;

- площадка аварийного дизельного генератора (ДЭС);

- площадка резервуара для дизельного топлива на 10 м³ ;

- блок ЦСУ;

- площадка 2 КТП-10/0.4кВ;

- площадка дренажных емкостей;

- площадка блочных фильтров;

- площадка коммерческого узла учета нефти (КУУН);

- операторная КУУН;

- площадка дренажной емкости V=8 м³;

- насосная станция пожаротушения и пенотушения;

- площадка резервуара запаса противопожарной воды;

- блок пожарного оборудования;

- контрольно-пропускной пункт (КПП);

Основными загрязняющими веществами, выбрасываемыми в атмосферу оборудованием на площадке ПСН, являются углеводороды и продукты сгорания топлива в печах подогрева нефти и ДЭС.

Источниками выделения продукты сгорания газа и топлива в атмосферу являются:

- котлы печей подогрева нефти – оксиды углерода и азота, углеводороды;

- двигатель дизель-генератора – оксиды углерода и азота, углеводородов, сернистого ангидрида, сажи, бенз/а/пирена, формальдегида.

Источниками выделения углеводородов являются:

- запорно-регулирующая арматура;

- резервуары хранения нефти;

- дренажные емкости;

- узлы учета и перекачки нефти.

Перекачка товарной нефти от УПН месторождения Арыстановское на ПСН осуществляется насосами Н-101/А, В, С по нефтепроводу диаметром 219 мм с давлением 0,9 МПа и с температурой 50°С. Периодический дренаж насосов Н-101/А,В,С осуществляется в дренажную систему УПН.

Нефть с давлением 0,3 МПа поступает в резервуарный парк ПСН, состоящий из 5- и резервуаров Р201-Р205 объемом 2000 м³ каждый. На трубопроводе входа нефти в резервуарный парк предусмотрен аварийная электроприводная задвижка.

Каждый резервуар оснащен дыхательным НДКМ-250 и предохранительным КПП 250

клапанами. Резервуарный парк оборудован газоуравнительной системой. Отвод газа, выделяющегося из резервуаров при «малом» и «большом» дыханиях, планируется на свечу С-201 высотой 6 м. Отвод дренажа и подтоварной воды от резервуаров хранения нефти осуществляется по трубопроводу диаметром 159 мм в дренажную емкость Д-201 для подтоварной воды объемом 63 м³ с расчетным давлением 0,05 МПа и рабочей температурой 40°С.

Нефть от резервуаров Р-201,202,203,204,205 по трубопроводу диаметром 325 мм поступает на вход магистральных насосов Н-201/А, В, С производительностью 65 м³/час.

Периодический дренаж магистральных насосов осуществляется в дренажную емкость для нефти Д-204, объемом 25 м³ с расчетным давлением 0,05 МПа и рабочей температурой 40°С.

Нефть с давлением 5,0 МПа от магистральных насосов направляется на три печи подогрева нефти 1.6 МП теплопроизводительностью 1,6 Гкал/час.

В печах подогрева нефть подогревается до 60°С и направляется на площадку Коммерческого узла учета нефти (КУУН). Дренаж теплоносителя (вода + ДЭГ) с печей подогрева нефти производится в дренажную емкость Д-202, объемом 12,5 м³ и рабочей температурой 95°С.

Сброс и продувка газа из блока подготовки топливного газа подогревателей П 201/А,В,С осуществляется по трубопроводам диаметром 57 мм на общую свечу С-201.

На КУУН измеряется расход нефти и далее с температурой 55°С и с давлением 5,0 МПа нефть направляется по трубопроводу диаметром 219 мм в магистральный нефтепровод АО «КазТрансОйл». На площадке КУУН предусмотрены автоматический блок измерения качества (БИК) и проверочное устройство (ТПУ). Периодический дренаж КУУН осуществляется по трубопроводу 57 мм в дренажную емкость Д-205, объемом 12,5 м³.

Предусмотрена внутриваровая циркуляция нефти в резервуарах Р 201,202,203,204,205 с помощью циркуляционных насосов Н-202/А, В производительностью 210 м³/час.

При необходимости разогрева нефти при хранении ее в резервуарах циркуляция нефти выполняется через подогреватели нефти. Температуру нефти в резервуарах хранения необходимо поддерживать на уровне 45-50°С. Нефть из резервуаров хранения поступает по трубопроводу на всас циркуляционных насосов Н-202/А, В и с давлением 0,9 МПа по направляется в печи подогрева нефти П-201/А,В,С. Подогретая нефть от печей подогрева с температурой 60°С поступает в соответствующий резервуар Р 201,202,203,204,205. Опорожнение дренажных емкостей Д-201 и Д-204 периодическое, по мере наполнения емкостей, дренаж вывозится нефтевозом для подготовки на УПН м/р Арыстановское.

Газ, выделенный из дренажных емкостей Д-201 и Д-204 по трубопроводу диаметром 108 мм отводится на продувочную свечу С-201. Продувочная свеча С-201 предназначена для сброса газа из резервуаров для хранения нефти, дренажных емкостей и емкости для сбора конденсата, расположенных на территории Пункта сдачи нефти. Сброс газа на свечу С-201 производится по подземному трубопроводу диаметром 200 мм. Высота продувочной свечи – 6 м.

Дренажная емкость Д-202 оснащена дыхательным клапаном СМДК-100. Дренаж теплоносителя из дренажной емкости Д-202 периодически, по мере наполнения, будет вывозиться автотранспортом на утилизацию сторонней организацией по контракту.

Дренажная емкость Д-205 для сбора нефти от КУУН по мере накопления будет опорожняться с помощью АЦН. Уровень нефти в емкости Д-205 до начала и после откачки фиксируется с участием представителя АО «КазТрансОйл».

Для улавливания капель влаги и конденсата, поступающих с газом на продувочную свечу С-201, предусматривается установка конденсатосборника, состоящая из газового расширителя Т-201 и емкости для сбора конденсата Д-203 объемом 12,5 м³.

Конденсат, накопленный в емкости сбора конденсата Д-203, периодический вывозится для последующей подготовки на УПН.

Электроснабжение площадки Пункта сдачи нефти осуществляется от линии электропередач 10 кВ, а также от аварийной дизельной электростанции мощностью 1000 кВА и

выходным напряжением 0,4 кВ. Рядом с д/генератором установлена емкость хранения дизтоплива объемом 10 м³.

Основными загрязняющими веществами, выбрасываемыми в атмосферу оборудованием на площадке ПСН, являются углеводороды и продукты сгорания топлива в печах подогрева нефти и ДЭС.

Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу являются: запорно регулирующая арматура, продувочные свечи, дымовые трубы печей подогрева нефти, уплотнения насосов, труба ДЭС.

При эксплуатации оборудования предполагается загрязнение атмосферы:

- легкими фракциями углеводородов С1-С5, в результате выделения через неплотности фланцевых соединений, запорно-регулирующей арматуры, резервуаров хранения нефти, дренажных емкостей, продувочные свечи, уплотнения насосов;

- оксидами углерода и азота, углеводородами через дымовые трубы в результате сжигания газа на печах подогрева нефти;

- оксиды углерода и азота, углеводородов, сернистого ангидрида, сажи, бенз/а/пирена, формальдегида через дымовую трубу в результате сжигания дизтоплива в ДЭС.

Всего на 2025 г. на площадке ПСН присутствует – 25 источников выбросов ЗВ в атмосферу. Из них 15 источников – организованные, и 10 – неорганизованные источники выбросов.

3.1.10. Газопровод

Объекты газопровода были построены на основании проекта «Система сбора и транспорта газа месторождения Арыстановское».

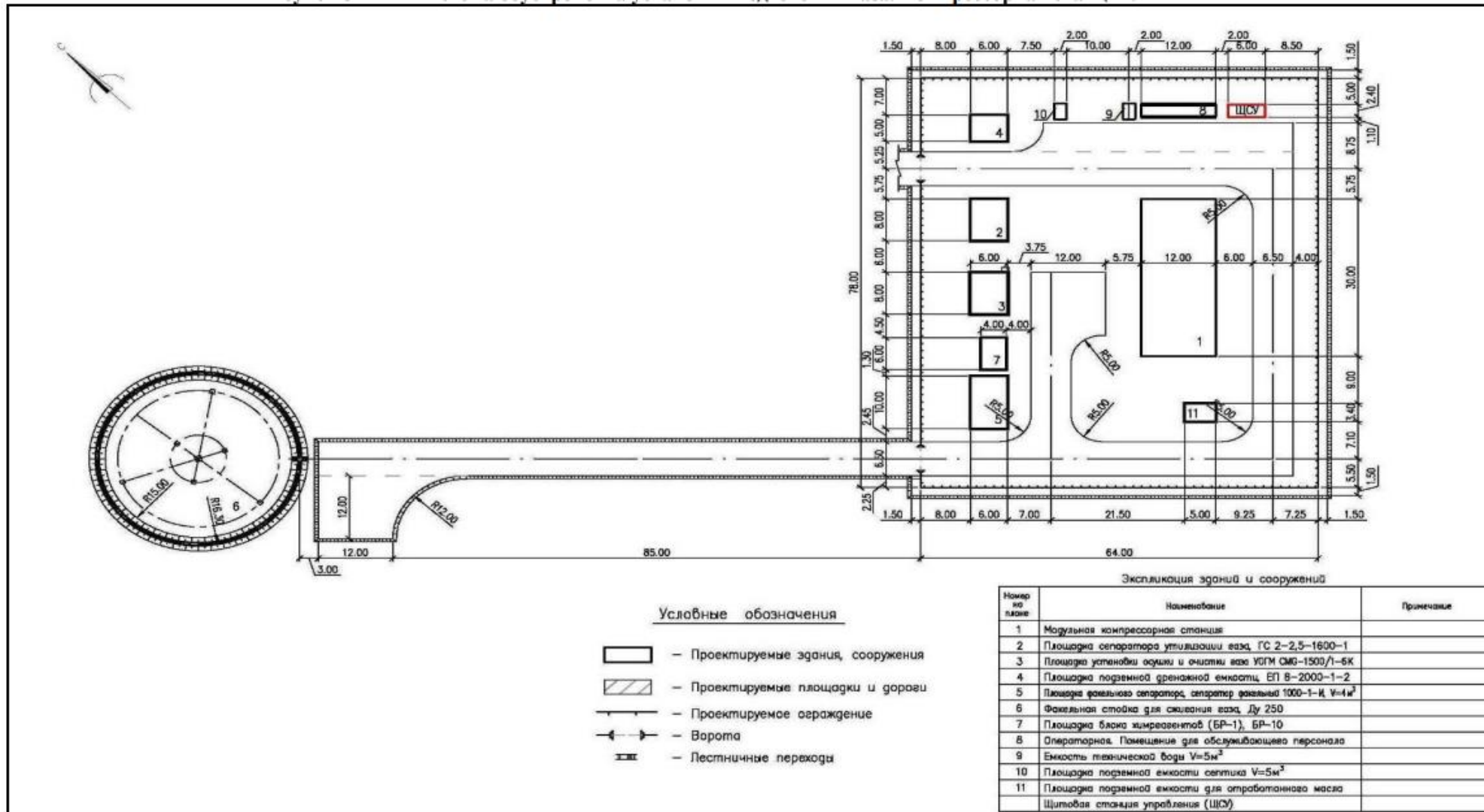
Проект предусматривает сбор, подготовку и компримирование попутного газа для дальнейшей транспортировки газа в магистральный газопровод «Окарем-Бейнеу» компании «Интергаз Центральная Азия», подача топливного газа на собственные нужды - обеспечение топливным газом печей подогрева нефти и привода компрессоров.

Технологическая схема размещения оборудования обеспечивает полную герметичность процесса сбора и транспорта газа, а также безопасность отключения аппаратуры и трубопроводов при проведении ремонтно-профилактических работ. Газ продувки оборудования и трубопроводов перед ремонтом и после ремонта направляется на свечу.

Капельная жидкость от роторного сепаратора-каплеуловителя РСКУ собирается в дренажной емкости Р-2 и по мере накопления, вывозится на УПН автотранспортом.

План-схема обустройства установки подготовки газа. Компрессорная станция представлена на рис. 3-4.

Рисунок 3-4. План-схема обустройства установки подготовки газа. Компрессорная станция.



3.1.11. Установка подготовки газа (УПГ)

Установка подготовки газа предназначена для сбора и подготовки для транспортировки по магистральному трубопроводу попутного нефтяного газа, поступающего с установки подготовки нефти.

В состав УПГ входят:

➤ Блок компримирования сырьевого газа. В состав одной компрессорной линии блока компримирования входят:

• скруббера на приеме компрессора сырьевого газа первой, второй, третьей, четвертой ступеней;

- компрессор газовый;
- газопоршневой двигатель;
- аппараты воздушного охлаждения;

➤ Блок низкотемпературной сепарации и фракционирования конденсата. В состав данного блока входят:

- трехфазный сепаратор сырьевого газа;
- теплообменник «газ-газ»;
- теплообменник «газ-конденсат»;
- фреоновый холодильник (охладитель газа);
- низкотемпературный сепаратор;
- колонна дезтанизации;
- ребойлер колонны дезтанизации;
- аппарат воздушного охлаждения ШФЛУ.

➤ Блок фреонового холодильника. В состав одной линии блока фреонового холодильника входят:

- скруббер на приеме компрессора хладагента ;
- компрессор хладагента;
- электропривод компрессора;
- маслоотбойник;
- насос смазочного масла;
- аппарат воздушного охлаждения фреона;
- фильтр смазочного масла;
- сборник сжиженного фреона;
- фильтр хладагента;

➤ Блок регенерации диэтиленгликоля. В состав данного блока входят:

- сепаратор дегазации диэтиленгликоля;
- фильтр диэтиленгликоля;
- угольный фильтр;
- регенератор диэтиленгликоля;
- насосы подачи диэтиленгликоля.

➤ Система теплоносителя. В состав данного блока входят:

- подогреватель теплоносителя;
- воздуходувка нагревателя теплоносителя;
- насосы подачи теплоносителя;
- дренажная емкость теплоносителя;

Выделенная из попутного газа ШФЛУ направляется на расходный склад. Со склада ШФЛУ отгружается потребителю автомобильным транспортом. В составе расходного склада ШФЛУ предусмотрено следующее оборудование:

- ёмкости для хранения ШФЛУ;

- насосные агрегаты;
- дренажная емкость.

Помимо ШФЛУ продуктами УПГ являются: топливный газ (по ГОСТ 5542-87), используемый для собственных нужд месторождения и товарный газ (по СТ РК 1666- 2007) для закачки в магистральный трубопровод «Окарем - Бейнеу».

Подготовленный товарный газ после УПГ будет направляться по газопроводу в магистральный газопровод «Окарем – Бейнеу», расположенный в 7.3 км от месторождения Арыстановское. Согласно Техническим условиям, представленным АО «Интергаз Центральная Азия», ТОО «Кен - Сары» построен газопровод эксплуатационным давлением в 55 Бар и диаметром 219 мм с месторождения Арыстановское до ближайшей точки подключения в трубопроводный коллектор АО «Интергаз Центральная Азия». Место подключения – 890 км МГ «Окарем – Бейнеу».

Всего на 2025 г. на УПГ присутствует – 15 источников выбросов ЗВ в атмосферу, из них 8 организованных источников; 7 - неорганизованных источников выбросов ЗВ в атмосферу.

3.1.12. Территория промысла (эксплуатация скважин)

При эксплуатации скважин выбросы загрязняющих веществ осуществляются через фланцевые соединения, ЗРА, также от печи на объектах ЗУ 1, 2, 3, 4 и 5.

Всего на 2025 гг на территории промысла присутствует – 134 источника выбросов ЗВ в атмосферу, из них 18 организованных источников; 116 - неорганизованных источников выбросов ЗВ в атмосферу.

3.1.13. Полигон промышленных отходов

ТОО «КЕН-САРЫ» имеет собственный полигон промышленных отходов. Полигон находится на территории месторождения Арыстановское Мангистауского района, Мангистауской области.

Основное назначение полигона – сбор и складирование отходов бурения (жидкая и твердая фракция) нефтешлама, шлама КРС и замазученного грунта. Полигон введен в эксплуатацию в 2007 году.

В 2010 году выполнен рабочий проект «Полигон промышленных отходов на месторождении Арыстановское». Изменение рабочего проекта «Полигон промышленных и бытовых отходов на месторождении Арыстановское» и получено положительное заключение ГЭЭ №4/2094 от 9.09.2010 года.

В 2011 году выполнен рабочий проект «Реконструкции полигона отходов производства месторождения Арыстановское» и получено положительное заключение ГЭЭ. Проектом предусматривалось проведение реконструкции карты для сбора отходов бурения (жидкая фракция).

В настоящее время Полигон промышленных отходов закрыт и не эксплуатируется. Все отходы вывозятся компаний «Шагала-Сервис» по договору. В связи с этим источники выбросов ЗВ в атмосферу от полигона в нормативы не включаются. Исключены из проекта НДВ источники №6034, 6035, 6036.

3.1.14. Газогенераторная установка (ГГУ)

В 2017 году введены в эксплуатацию новые оборудования, работающие на попутном газе, для выработки электроэнергии на собственные нужды месторождения и подогрева нефти на устье скважины.

Для выработки электроэнергии установлены 8 газогенераторных установок марки Caterpillar SR5, из них 7 установок (№1...№7) будут работать круглогодично (365 дней в году) и 1-на (№8) установка будет работать в зимнее время:

- CATERPILLAR SR5 Газогенераторная установка G3516 LE №1;
- CATERPILLAR SR5 Газогенераторная установка G3516 LE №2;
- CATERPILLAR SR5 Газогенераторная установка G3516 LE №3;
- CATERPILLAR SR5 Газогенераторная установка G3516 LE №4;
- CATERPILLAR SR5 Газогенераторная установка G3516 LE №5;
- CATERPILLAR SR5 Газогенераторная установка G3516 LE №6;
- CATERPILLAR SR5 Газогенераторная установка G3516 LE №7;
- CATERPILLAR SR5 Газогенераторная установка G3516 LE №8.
- Намечаемый Газопоршневой генератор электростанции (Блок ГПП-9)
- Намечаемый Газопоршневой генератор электростанции (Блок ГПП-10)

Нагрузка на электрические генераторы будет находиться в пределах 75% от полной электрической мощности, что соответствует потреблению газа 232 м³/час.

Всего на площадке на 2025 г ГГУ присутствует – 10 источников выбросов ЗВ в атмосферу, которые являются организованными источниками выбросов ЗВ.

3.1.15. Капитальный ремонт скважин (КРС)

Капитальный ремонт скважин – самый трудоемкий процесс в нефтедобывающей промышленности. Важнейшей задачей совершенствования техники и технологии эксплуатации нефтяных месторождений и скважин является обеспечение возможно большего межремонтного периода их работы.

К основным видам работ относятся:

- спуско-подъемные операции насосно - компрессорных и бурильных труб, очистка и промывка от песчаных пробок. При эксплуатации пластов, сложенных слабоцементированными песчаниками, возможны пескопроявления и как следствие, вынос большого количества песка из призабойной зоны скважины; обрушение кровли пласта; деформация колонны, пробкообразование и другие осложнения. Для борьбы с осложнениями принимают меры по ограничению поступления песка из пласта в скважину;

- изоляционные и возвратные работы связанные с цементированием скважин, встречаются почти при всех видах капитального ремонта скважин. Тампонажные материалы предназначены для осуществления работ по изоляции притоков вод, креплению скважин (цементированию колонн) и пород в призабойной зоне, созданию искусственных забоев, ремонту колонн и производству других операций;

- вспомогательные работы - это работы по подготовке труб к спуску в колонну, по подвеске (снятию) машинных ключей, установке (снятию) ротора, гидравлического домкрата на устье скважины, патрубку на колонне труб, хомута на эксплуатационной колонне, противовыбросовой задвижки на устье скважины перед перфорацией колонны, оттяжного ролика для направления хода талевого каната, крестовины и переводной катушки на устье скважины, тормозной ленты; монтаж (демонтаж) передвижных приемных мостков, рабочей площадки и другие.

При проведении КРС планируется применить 2 агрегата подъемные для ремонта и бурения скважин АПР-60/80 на шасси КРАЗ (Евро-5), дизельная электростанция ДЭС, агрегат цементировочный АЦ-32У, установка буровая подъемная УРС-100, которые предназначены для выполнения операций:

- бурения разведочных и эксплуатационных скважин;
- спускоподъемных операций с насосно-компрессорными и бурильными трубами и насосными штангами;
- механизированного свинчивания - развинчивания насосно-компрессорных и бурильных труб и глубинно-насосных штанг в процессе ремонта;
- разбуривания песчаных пробок, цементных стаканов;
- фрезерования металлических предметов; освоение скважин после бурения, бурение

скважин глубиной до 2000 метров при использовании дополнительного оборудования (ротора РМ-250-400 или силового вертлюга);

- ловильных и других видов работ.

Всего при проведении КРС в 2025 г. присутствует – 31 источников выбросов ЗВ в атмосферу, из них 11 организованных источников; 20 - неорганизованных источников выбросов ЗВ в атмосферу.

3.1.16. Ремонтно-механический цех (РМЦ)

Ремонтно-механический цех и площадка хранения дизельного топлива размещена на ранее спланированной площадке. Ремонтно-механический цех (РМЦ) заводского изготовления шириной 12030мм, в длину 21000мм, высота 5890мм. Детальное описание РМЦ указано в марке АС.

Проектируемая емкость объемом 10м³ предназначена для хранения и подачи дизельного топлива для обслуживания существующих двух дизельгенераторов. Наполнение емкости производится путем автотранспорта через быстросъемное соединение. Опорожнение в дизельгенераторы идет путем проектируемых стальных труб диаметром Ду25. Тепловая изоляция резервуаров – плиты URSA П-30(Г) из стеклянного штапельного волокна, без кэширования, толщиной 60 мм по ТУ 5763-001-71451657-2004. Покровный слой лист стальной оцинкованный, толщиной 1,0 мм по ГОСТ 19904-90.

В соответствии с утвержденной технологической схемой ниже представлены параметры технологического оборудования, являющегося источником выбросов вредных веществ в атмосферный воздух:

Организованные источники:

Источник № 0101 – Емкость для дизтоплива 10 м³;

Неорганизованные источники:

источник №6101 – Площадка емкости для дизтоплива (ЗРА – 3 шт.)

источник №6102 – Металлообрабатывающие станки (3 ед.)

Всего в РМЦ в 2025 г. присутствует – 3 источника выбросов ЗВ в атмосферу, из них 1 организованный источник; 2 - неорганизованных источников выбросов ЗВ в атмосферу.

3.2 Общая характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух

Для выявления источников загрязнения атмосферы проведена инвентаризация источников выбросов, получены и систематизированы сведения о составе и количестве промышленных выбросов, выделены потенциальные источники загрязнения.

Качественные и количественные характеристики выбросов вредных веществ определены расчетным методом по утвержденным методикам.

Всего на объектах месторождения Арыстановское выброс будет осуществляться:

2025 г. – по проекту НДВ всего **321 источник** загрязнения атмосферы, из которых 125 источников ЗВ являются организованными источниками и 196 источников ЗВ – неорганизованными.

В том числе:

- по действующему проекту ПДВ на 2025 год – всего 276 источников загрязнения атмосферы, из которых 110 источников ЗВ являются организованными источниками и 166 источников ЗВ – неорганизованными.

- по рабочему проекту «Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение» – всего 15 источников загрязнения атмосферы, из которых 2 источник ЗВ является организованным источником и 13 источников ЗВ – неорганизованными.

- по рабочему проекту «Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м» – источники при эксплуатации отсутствуют.

- по рабочему проекту «Пункт сдачи нефти месторождения Арыстановское. Реконструкция» – всего 3 источника загрязнения атмосферы, из которых 0 источник ЗВ является организованным источником и 3 источника ЗВ – неорганизованными.

- по рабочему проекту «Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское» – всего 10 источников загрязнения атмосферы, из которых 1 источник ЗВ является организованным источником и 9 источников ЗВ – неорганизованными.

- по рабочему проекту «Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское» – всего 7 источников загрязнения атмосферы, из которых 7 источник ЗВ является организованным источником и 0 источников ЗВ – неорганизованными.

- по рабочему проекту «Склад ДНиГ, Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское» – источники при эксплуатации отсутствуют.

- по рабочему проекту «Строительство площадок и подъездных дорог скважин №№ 204, 319,332,422,427,433,434,438,439,510 месторождения Арыстановское» – источники при эксплуатации отсутствуют.

- по рабочему проекту «Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10» всего 2 источника загрязнения атмосферы, из которых 2 источника ЗВ является организованными и 0 источников ЗВ – неорганизованными.

- по рабочему проекту «Установка подготовки газа на месторождении Арыстановское. Расширение» всего 6 источников загрязнения атмосферы, из которых 1 источник ЗВ является организованным и 5 источников ЗВ – неорганизованными.

- по рабочему проекту «Установка мобильных зданий в районе объекта ЗУ-5 месторождения Арыстановское» источники при эксплуатации отсутствуют.

- по рабочему проекту «Установка насосных станций для закачки воды в пласт на площадке скважины № 59 месторождения Арыстановское» всего 2 источника загрязнения атмосферы, из которых 2 источника ЗВ является организованными и 0 источников ЗВ – неорганизованными.

Нумерация для стационарных источников выбросов на месторождении Арыстановское принята:

- по организованным – например – 0001;
- по неорганизованным – например – 6001.

По результатам произведенного инвентаризационного обследования, количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составляет:

2025 г. – по проекту НДВ всего 321 источник загрязнения атмосферы, из которых 125 источников ЗВ являются организованными источниками и 196 источников ЗВ – неорганизованными.

В том числе:

Добавлены следующие источники:

1) №№0103-0104, 6140-6152 по рабочему проекту «Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»;

2) №№6192, 6193, 6194 по рабочему проекту «Пункт сдачи нефти месторождения Арыстановское. Реконструкция»;

3) №№0113, 6183, 6184, 6185, 6186, 6187, 6188, 6189, 6190, 6191 по рабочему проекту «Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»;

4) №№0114, 0115, 0116, 0117, 0118, 0119, 0120 «Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское».

5) №№ 0121, 0122, 0123 установки ДЭС, АУ-32У, УРС-100 при КРС;

- 6) №№ 0124, 0125 по рабочему проекту «Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПП-9, ГПП-10»;
- 7) №№ 0126, 6195, 6196, 6197, 6198, 6199 - по рабочему проекту «Установка подготовки газа на месторождении Арыстановское. Расширение»;
- 8) №№ 0127, 0128 - по рабочему проекту «Установка насосных станций для закачки воды в пласт на площадке скважины № 59 месторождения Арыстановское».

001-Вахтовый поселок:

- Источник загрязнения N 0001, Дизель-генератор 200 кВт
 Источник загрязнения N 0002, Емкость хранения ДТ для ДЭС
 Источник загрязнения N 0003, Сварочный агрегат АДД-4004МУ1
 Источник загрязнения N 0004, Емкость ДТ АЗС
 Источник загрязнения N 0005, ТРК ДТ на АЗС
 Источник загрязнения N 0006, Емкость бензина АЗС
 Источник загрязнения N 0007, ТРК бензина АЗС
 Источник загрязнения N 0008, Заправка маслом
 Источник загрязнения N 0009, Ванна для мытья деталей
 Источник загрязнения N 0065, Котельная БКУ-600
 Источник загрязнения N 0066, Продувочная свеча ГРПШ
 Источник загрязнения N 0067, Дизель-генератор 5 кВт
 Источник загрязнения N 0068, Дизель-генератор 124 кВт
 Источник загрязнения N 6001, Сварочный пост
 Источник загрязнения N 6002, Газовый резак
 Источник загрязнения N 6003, Автостоянка

002-Групповая замерная установка (ГЗУ-1):

- Источник загрязнения N 0010, Спутник АМ-40-10-400
 Источник загрязнения N 0011, Печь подогрева ПП-0,63
 Источник загрязнения N 0012, Дренажная емкость
 Источник загрязнения N 0013, Опорожнение дренажной емкости
 Источник загрязнения N 0014, Стравливания газопровода
 Источник загрязнения N 0015, Факельная установка (дежурная горелка)
 Источник загрязнения N 0016, Дизель-генератор 240 кВт
 Источник загрязнения N 0017, Емкость хранения ДТ для ДЭС
 Источник загрязнения N 6004, нефтегазосепаратор НГС
 Источник загрязнения N 6005, Газосепаратор
 Источник загрязнения N 6006, Аппарат емкостной цилиндрический
 Источник загрязнения N 6007, Конденсатосборник
 Источник загрязнения N 6008, Факельный сепаратор
 Источник загрязнения N 6009, Насосы
 Источник загрязнения N 6010, ЗРА, ФС на площадке ГЗУ-1

003-Групповая замерная установка (ГЗУ-2):

- Источник загрязнения N 0018, Спутник АМ-40-14-1500
 Источник загрязнения N 0019, Печь подогрева ПП-0,63
 Источник загрязнения N 0020, Дренажная емкость
 Источник загрязнения N 0021, Опорожнение дренажной емкости
 Источник загрязнения N 0022 Стравливания газопровода
 Источник загрязнения N 0023 Факельная установка (дежурная горелка)
 Источник загрязнения N 0024, Дизель-генератор 200 кВт
 Источник загрязнения N 0025, Дизель-генератор 22 кВт
 Источник загрязнения N 0026, Емкость хранения ДТ для ДЭС

Источник загрязнения N 0027, Емкость хранения ДТ для ДЭС
 Источник загрязнения N 6011, Нефтегазосепаратор НГС
 Источник загрязнения N 6012, Газосепаратор
 Источник загрязнения N 6013 Аппарат емкостной цилиндрический
 Источник загрязнения N 6014 Конденсатосборник
 Источник загрязнения N 6015, Факельный сепаратор
 Источник загрязнения N 6016, Насосы
 Источник загрязнения N 6017 ЗРА, ФС на площадке ГЗУ-1
 Источник загрязнения N 6161 Площадка манифольда на ГЗУ-2
 Источник загрязнения N 6164 Площадка манифольда на ГЗУ-2

004-УПН:

Источник загрязнения N 0028, Спутник АМ-40-10-400
 Источник загрязнения N 0029, Блочно-дозаторная установка БДР-2, 5/2
 Источник загрязнения N 0030-0033, Печь подогрева ПП-0,63
 Источник загрязнения N 0034 Факельная установка (дежурная горелка)
 Источник загрязнения N 0035-0037, Резервуар нефти РВС 700
 Источник загрязнения N 0038-0039, Устьевой нагреватель УН-0,2М3
 Источник загрязнения N 0040-0042, Дренажная емкость
 Источник загрязнения N 0043-0045, Опорожнение дренажной емкости
 Источник загрязнения N 0046, Дизель-генератор 320 кВт
 Источник загрязнения N 0047, Дизель-генератор 508 кВт
 Источник загрязнения N 0048, Емкость хранения ДТ для ДЭС
 Источник загрязнения N 0049, Лаборатория УПН
 Источник загрязнения N 0103, Технологический резервуар РВС-7
 Источник загрязнения N 0104, Продувочная свеча
 Источник загрязнения N 0114, РВС-8 (500 м3)
 Источник загрязнения N 0115, РВС-1 (1000 м3)
 Источник загрязнения N 0116, РВС-2 (1000 м3)
 Источник загрязнения N 0117, РВС-3 (1000 м3)
 Источник загрязнения N 0118, Стояк налива АСН-1
 Источник загрязнения N 0119, Блок дозирования реагента БР-1
 Источник загрязнения N 0120, Дренажная емкость ДЕ-1
 Источник загрязнения N 6018, Нефтегазосепаратор
 Источник загрязнения N 6019, Газосепаратор
 Источник загрязнения N 6020, Газовый расширитель
 Источник загрязнения N 6021, отстойник горизонтальный ОГН
 Источник загрязнения N 6022, отстойник горизонтальный ОГН
 Источник загрязнения N 6023, Концевой сепаратор НГС-II-1,6-2000
 Источник загрязнения N 6024, Факельный сепаратор
 Источник загрязнения N 6025, Насосы
 Источник загрязнения N 6026, ЗРА, ФС на площадке УПН
 Источник загрязнения N 6140, Трехфазный нефтегазовый сепаратор НГСВ
 Источник загрязнения N 6141, Площадка смесителей пресной воды СМ-1/2 (ЗРА и ФС)
 Источник загрязнения N 6142, Площадка сущ.отстойников и концевого сепаратора (ЗРА и ФС)
 Источник загрязнения N 6143, Площадка конденсатосборника КП-01 (ЗРА и ФС)
 Источник загрязнения N 6144, Межплощадочные трубопроводы (ЗРА и ФС)
 Источник загрязнения N 6145, Площадка сущ. РВС-1,2,3 (ЗРА и ФС)
 Источник загрязнения N 6146, Площадка НГСВ С-1А (ЗРА и ФС)
 Источник загрязнения N 6147, Площадка сущ. подогревателей нефти П-1,2,3,4 (ЗРА и ФС)
 Источник загрязнения N 6148, Площадка сущ.газового сепаратора ГС-1 (ЗРА и ФС)

Источник загрязнения N 6149, Межплощадочные трубопроводы (ЗРА и ФС)
 Источник загрязнения N 6150, Площадка сущ. концевго сепаратора С-2 (ЗРА и ФС)
 Источник загрязнения N 6151, Площадка РВС-7 (ЗРА и ФС)
 Источник загрязнения N 6152, Межплощадочные трубопроводы (ЗРА и ФС)

005-Пункт сбора нефти (ПСН):

Источник загрязнения N 0050, Печь подогрева ПП-1,6М
 Источник загрязнения N 0051, Печь подогрева ПП-1,6М
 Источник загрязнения N 0052, Печь подогрева ПП-1,6М
 Источник загрязнения N 0053, Резервуар нефти РВС
 Источник загрязнения N 0054-0057 Дренажная емкость
 Источник загрязнения N 0058-0061 Опорожнение дренажной емкости
 Источник загрязнения N 0062, Дизель-генератор 800 кВт
 Источник загрязнения N 0063, Емкость хранения ДТ для ДЭС
 Источник загрязнения N 0064, Лаборатория ПСН
 Источник загрязнения N 6027, Насосы
 Источник загрязнения N 6028-6033, ЗРА, ФС на площадке ПСН
 Источник загрязнения N 6192, Насос для перекачки нефти Н-201А
 Источник загрязнения N 6193, Насос для перекачки нефти Н-201В
 Источник загрязнения N 6194, Насос для перекачки нефти Н-201С

006-Установка подготовки нефти (УПГ):

Источник загрязнения N 0069, Компрессор К-100 Wakesha
 Источник загрязнения N 0070, Жаротрубный нагреватель Н-500
 Источник загрязнения N 0071, Котельная УПГ
 Источник загрязнения N 0072, Дизель-генератор 360 кВт
 Источник загрязнения N 0073, Емкость хранения ДТ для ДЭС
 Источник загрязнения N 0074 Факельная установка (дежурная горелка)
 Источник загрязнения N 0075 Свеча для сброса остаточного давления
 Источник загрязнения N 0126 Дизель генераторная установка ДЭС
 Источник загрязнения N 6037, ЗРА, ФС на площадке УПГ
 Источник загрязнения N 6038, ЗРА, ФС технологического оборудования на
 Источник загрязнения N 6195 Роторный сепаратор-каплеулавливатель РСКУ 1,4-500 (V-102)
 Источник загрязнения N 6196 ЗРА и ФС Площадка сборника конденсата V-101 и насосов перекачки конденсата Р-100А/В
 Источник загрязнения N 6197 ЗРА и ФС Площадка БКУ компрессорной станции К-100А/В/С
 Источник загрязнения N 6198 ЗРА и ФС Площадка топливного газа для компрессора и на собственные нужды
 Источник загрязнения N 6199 ЗРА и ФС Технологические трубопроводы

УПГ 007-Газогенераторная установка (ГГУ):

Источник загрязнения N 0090-0095, 0100, 0102 Газогенераторная установка (ГГУ)
 Источник загрязнения N 0124 Газопоршневой генератор электростанции (Блок ГПГ-9)
 Источник загрязнения N 0125 Газопоршневой генератор электростанции (Блок ГПГ-10)

008- Ремонтно-механический цех (РМЦ):

Источник загрязнения N 0105, Емкость для дизтоплива 10 м³
 Источник загрязнения N 6153, Площадка емкости для дизтоплива (ЗРА – 3 шт.)
 Источник загрязнения N 6154, Металлообрабатывающие станки (3 ед.)

009-Территория промысла (скважины):

- Источник загрязнения N 0076, Печь подогрева ПП-0,63 на ЗУ-1
 Источник загрязнения N 0077, Печь подогрева ПП-0,63 на ЗУ-2
 Источник загрязнения N 0078, Печь подогрева ПП-0,63 на ЗУ-3
 Источник загрязнения N 0079, Печь подогрева ПП-0,63 на ЗУ-4
 Источник загрязнения N 0080, Печь подогрева ПП-0,63 на ЗУ-5
 Источник загрязнения N 0081, Дизель-генератор 820 кВт
 Источник загрязнения N 0082, Дизель-генератор 80 кВт
 Источник загрязнения N 0083, Дизель-генератор 84 кВт
 Источник загрязнения N 0084, Дизель-генератор 96 кВт
 Источник загрязнения N 0085, Сварочный агрегат Lincoln
 Источник загрязнения N 0086, Емкость хранения ДТ для ДЭС
 Источник загрязнения N 0087, Емкость хранения ДТ для ДЭС
 Источник загрязнения N 0088, Емкость хранения ДТ для ДЭС
 Источник загрязнения N 0089, Емкость хранения ДТ для ДЭС
 Источник загрязнения N 0106, Печь подогрева УН-0,2,
 Источник загрязнения N 0113, Путевой подогреватель нефти П-1 (ПП-0,63А),
 Источник загрязнения N 0127 Резервуар пластовой воды Р-1, 50м³
 Источник загрязнения N 0128 Резервуар пластовой воды Р-1, 50м³
 Источник загрязнения N6039-6135 ПК, ЗРА, ФС на площадке скважин
 Источник загрязнения N6155, Площадка 3-х скважин (ЗРА – 15 шт., ФС – 15шт.)
 Источник загрязнения N6156, Площадка печи (ЗРА – 4, ФС – 2 шт.)
 Источник загрязнения N6157, Выкидные линии (ФС – 3 шт.)
 Источник загрязнения N6158, Площадки устьев скважин (ЗРА – 50 шт., ФС – 30шт.)
 Источник загрязнения N6159, Площадка электрического нагревателя(ЗРА – 3, ФС – 3шт.)
 Источник загрязнения N6160, Выкидные линии (ФС – 12 шт.)
 Источник загрязнения N6161, Площадка манифольда на ГЗУ-2 (ЗРА – 9, ФС – 4 шт.)
 Источник загрязнения N6162, Площадки устьев скважин (ЗРА и ФС)
 Источник загрязнения N6163, Выкидные линии (ЗРА и ФС)
 Источник загрязнения N6164, Площадка манифольда на ГЗУ-2 (ЗРА и ФС)
 Источник загрязнения N6165, Выкидные линии
 Источник загрязнения N6166, Выкидные линии
 Источник загрязнения N6183, Площадка устьев скважин (11 скв.)(ЗРА и ФС)
 Источник загрязнения N6184, Выкидные линии (11 ед.) (ЗРА и ФС)
 Источник загрязнения N6185, Площадка нефтяного коллектора от ЗУ-6 до УПН (ЗРА и
 ФС)
 Источник загрязнения N6186, Площадка выкидной линии от скважины №126 до ЗУ-6
 (ЗРА и ФС)
 Источник загрязнения N6187, Газопровод от существующего коллектора (ЗРА и ФС)
 Источник загрязнения N6188, Погружной центробежный насос
 Источник загрязнения N6189, Нефтяной скважинный штанговый (плунжерный) насос
 Источник загрязнения N6190, Емкость подземная горизонтальная дренажная
 Источник загрязнения N6191, Площадка путевого подогревателя нефти П-1 (ПП-0,63А)

010-Капитальный ремонт скважин:

- Источник загрязнения N 0096, Силовой двигатель КРАЗ
 Источник загрязнения N 0098, Дизельный двигатель ЦА-320
 Источник загрязнения N 0107, Подъемные установки АПР60/80
 Источник загрязнения N 0108, Подъемные установки АПР60/80
 Источник загрязнения N 0109-0110, Подъемный агрегат АПРС-50К
 Источник загрязнения N 0111, Цементировочный агрегат ЦА-320
 Источник загрязнения N 0112, Дизельная электростанция АД-60С

Источник загрязнения N 0121 Дизельная электростанция ДЭС
 Источник загрязнения N 0122 Агрегат цементирувочный АЦ-32У
 Источник загрязнения N 0123 Установка буровая подъемная УРС-100
 Источник загрязнения N 6136, Емкость хранения ДТ для ДЭС
 Источник загрязнения N 6137, Емкость хранения масла
 Источник загрязнения N 6138, Насос подачи топлива
 Источник загрязнения N 6139, ЗРА, ФС на площадке КРС
 Источник загрязнения N 6167-6168, Емкость для сбора шлама
 Источник загрязнения N 6169-6172, Газовая резка
 Источник загрязнения N 6173-6175, Емкость ДТ 50 м³
 Источник загрязнения N 6176-6179, Топливный насос
 Источник загрязнения N 6180, Узел пересыпки цемента
 Источник загрязнения N 6181, Пост газорезки
 Источник загрязнения N 6182, Установка подачи топлива.

3.3 Качественная и количественная характеристика источников загрязнения атмосферного воздуха

Качественные и количественные характеристики выбросов ВВ определены расчетным методом по утвержденным методикам.

Валовые выбросы загрязняющих веществ по предприятию составляют:

всего - **1301.9645522 т/год**, в том числе:

- твердые - **7.16339666935 т/год**

- жидкие и газообразные - **1294.80115553 т/год**.

Всего на объектах месторождения Арыстановское по проекту НДВ выброс будет осуществляться:

2025 г. – по проекту НДВ всего **321 источник** загрязнения атмосферы, из которых 125 источников ЗВ являются организованными источниками и 196 источников ЗВ – неорганизованными.

В том числе:

- по действующему проекту ПДВ на 2025 год – всего 276 источников загрязнения атмосферы, из которых 110 источников ЗВ являются организованными источниками и 166 источников ЗВ – неорганизованными.

- по рабочему проекту «Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение» – всего 15 источников загрязнения атмосферы, из которых 2 источник ЗВ является организованным источником и 13 источников ЗВ – неорганизованными.

- по рабочему проекту «Групповой технический проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м» – источники при эксплуатации отсутствуют.

- по рабочему проекту «Пункт сдачи нефти месторождения Арыстановское. Реконструкция» – всего 3 источника загрязнения атмосферы, из которых 0 источник ЗВ является организованным источником и 3 источников ЗВ – неорганизованными.

- по рабочему проекту «Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское» – всего 10 источников загрязнения атмосферы, из которых 1 источник ЗВ является организованным источником и 9 источников ЗВ – неорганизованными.

- по рабочему проекту «Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское» – всего 7 источников загрязнения атмосферы, из которых 7 источник ЗВ является организованным источником и 0 источников ЗВ – неорганизованными.

- по рабочему проекту «Склад ДНиГ, Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское» – источники при эксплуатации отсутствуют.

- по рабочему проекту «Строительство площадок и подъездных дорог скважин №№ 204, 319,332,422,427,433,434,438,439,510 месторождения Арыстановское» – источники при эксплуатации отсутствуют.

- по рабочему проекту «Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10» всего 2 источника загрязнения атмосферы, из которых 2 источника ЗВ является организованными и 0 источников ЗВ – неорганизованными.

- по рабочему проекту «Установка подготовки газа на месторождении Арыстановское. Расширение» всего 6 источников загрязнения атмосферы, из которых 1 источник ЗВ является организованным и 5 источников ЗВ – неорганизованными.

- по рабочему проекту «Установка мобильных зданий в районе объекта ЗУ-5 месторождения Арыстановское» источники при эксплуатации отсутствуют.

- по рабочему проекту «Установка насосных станций для закачки воды в пласт на площадке скважины № 59 месторождения Арыстановское» всего 2 источника загрязнения атмосферы, из которых 2 источника ЗВ является организованными и 0 источников ЗВ – неорганизованными.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ от всех источников приведены в Приложении 4.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу предприятием, на 2025г. приводится в таблице 3.1.

3.4 Краткая характеристика пылегазоочистного оборудования

Согласно требований Экологического Кодекса РК, наилучшими доступными технологиями являются используемые и планируемые отраслевые технологии, техника и оборудование, обеспечивающие организационные и управленческие меры, направленные на снижение уровня негативного воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду до обеспечения целевых показателей качества окружающей среды.

Применяемое технологическое оборудование соответствует современному техническому уровню. Установок для очистки газа на предприятии не имеется.

Для снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу выполняются организационно-технические мероприятия.

3.5 Оценка степени соответствия применяемой технологии современному техническому уровню

На предприятии используется оборудование зарубежного и отечественного производства (стран СНГ), отвечающая современному техническому уровню и не уступающая по своим производственным характеристикам и надежности в эксплуатации зарубежной технике и оборудованию.

Для проведения технологических операций на предприятии применены аппараты и оборудование, выделение из которых вредных веществ в атмосферу, не оказывают существенного влияния на уровень загрязнения атмосферы.

Обслуживающим персоналом периодически проводятся профилактические осмотры и ремонты. Оборудование предприятия в хорошем рабочем состоянии.

3.6 Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Все характеристики источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, полученные в ходе инвентаризации, а также характеристики источников на перспективу сведены в таблицу 3.3. – Приложение 5

3.7 Обоснование полноты и достоверности исходных данных

Количество выбрасываемых загрязняющих веществ по каждому источнику определялись теоретическим методом путем применения удельных норм выбросов в соответствии с действующими в Республике Казахстан методиками. Исходными данными для теоретического расчета явились характеристики технологического оборудования, состав и расход материалов, представленные предприятием.

Оценка выбросов от отдельного источника осуществлялась по следующим критериям:

- определение среднего объема выбросов;
- определение средней температуры выбросов;
- определение химического состава парогазовой фазы;
- определение времени работы источника.

При проведении инвентаризации источников выбросов загрязняющих веществ были уточнены следующие технологические параметры:

- геометрические размеры источников выделения загрязняющих веществ;
- температура газоздушных выбросов и наружного воздуха;
- сменная производительность техники;
- время работы оборудования.

Подробное обоснование полноты и достоверности исходных данных для определения нормативов ПДВ (расчеты количества загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, геометрические характеристики источников выбросов) представлено в Приложении 4.

3.8 Характеристика аварийных и залповых выбросов

Аварийные и залповые выбросы на предприятии возможны в случае возникновения пожара. На объекте предусмотрены противопожарные мероприятия, введена система автоматического пожаротушения в соответствии с действующими нормами и правилами взрывопожарной безопасности.

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.

Своевременная ликвидация аварий уменьшает степень отрицательного воздействия на окружающую среду.

Аварийные ситуации. Рекомендации по безаварийному проведению разработки месторождения изложены в «Единых правилах разработки нефтяных и газовых месторождений РК». На предприятии ТОО «КЕН-САРЫ» для снижения риска возникновения промышленных аварий и минимизации ущерба от последствий при них при эксплуатации объекта выявляются проблемы, анализируются ситуации и разрабатывается комплекс мер по обеспечению безопасности и оптимизации средств подавления и локализации аварий.

Основными сценариями аварий являются отказ работы аварийной (предохранительные клапаны) и запорной арматуры, создание избыточного давления в резервуарах, повышение температуры в резервуарах, разрыв трубопроводов и резервуаров, разлив нефти на скважинах при буровых работах и проведении КРС, пожар, взрыв, ошибки операторов.

Для исключения аварийных ситуаций на всех объектах ТОО «КЕН-САРЫ» используется современное нефтяное оборудование, строительная техника, проводится ежедневный контроль за оборудованием, выкидными линиями. На предприятии предусмотрена герметизированная система сбора и подготовки нефти и газа с технологическим режимом по нормам проектирования, что снижает риск возникновения аварийных ситуаций.

Эксплуатация сосудов, работающих под давлением (сепараторы и другие аппараты), осуществляется в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».

Датчики опасной концентрации газа установлены в тех зонах, где возможна утечка горючих и вредных газов или его накопление. При определении местоположения датчиков учитывалось:

- возможные источники утечки в пределах контролируемой области;
- плотность газа по отношению к плотности воздуха;
- потоки воздуха в вентиляционной системе;
- наличие доступа для проведения технического обслуживания и калибровки.

Датчики дозврывоопасной концентрации (ДВК) горючих газов и паров устанавливаются во взрывоопасных зонах класса В-1г (в соответствии с ПУЭ РК) следующих установок и площадок:

- площадка компрессорной станции;
- площадка подземной дренажной емкости;
- площадка сепаратора утилизации газа;
- площадка установки осушки и очистки газа;
- площадка факельного сепаратора.

Все установленные на площадках датчики имеют наружное исполнение для работы в неблагоприятных метеорологических условиях.

Электрооборудование и приборы на производственных объектах ТОО «Кен Сары» применяются во взрывозащищенном исполнении.

При вводе в эксплуатацию новых проектируемых производственных объектов будут предусмотрены меры безопасности по соблюдению противоаварийных норм и правил, в том числе:

- автоматизация технологических процессов подготовки нефти и газа, обеспечивающая стабильность работы всего оборудования;
- автоматический контроль с аварийной сигнализацией при нарушении заданного режима, что позволяет обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций;
- обучение персонала правилам техники безопасности, пожарной безопасности, соблюдению правил при выполнении работ и реагированию на аварийные ситуации;
 - обеспечение герметичности систем подготовки и перекачки нефти;
 - усиление мер контроля работы основного технологического оборудования, а также факельной системы;
 - оснащение насосов отключателями для остановки насосов при падении давления на выкидных линиях;
 - регулярные технические осмотры оборудования, замена неисправного оборудования;
 - применение материалов, оборудования и арматуры, обеспечивающих надежность эксплуатации, термоизоляция горячих поверхностей;
 - обеспечение беспрепятственного доступа аварийных служб к любому участку производства.

Для надежной работы оборудования, с целью уменьшения риска эксплуатации крепление арматуры к трубопроводам транспортировки газа будут производиться на сварке. На трубопроводах и устройствах высокого давления фланцевые соединения не предусматриваются.

Для исключения утечек, арматуру необходимо содержать в чистоте, регулярно восстанавливать окраску наружной поверхности, следить за сохранностью изоляции подземной части кранов, особенно на выходе из почвы колонн крана и патрубков байпаса, наиболее подверженных коррозии. В исправном состоянии должны содержаться приводы кранов и узлы управления. Для уплотнения кранов используется специальная смазка, подаваемая специальным устройством под давлением. При температуре наружного воздуха ниже 5 °С применяется зимняя смазка, при температуре выше 5 °С летняя смазка.

Арматуру, которая в процессе эксплуатации находится в открытом или закрытом состоянии, необходимо ежемесячно набивать смазкой и проверять плавность открытия и

закрытия.

Для предотвращения аварийных ситуаций разработаны правила эксплуатации и контроля и правила техники безопасности на предприятии.

За исходный период на производственных объектах предприятия не были отмечены нештатные ситуации, оказавшие заметное влияние на загрязнение атмосферного воздуха.

При соблюдении правил техники безопасности и правил технической эксплуатации на всех участках работ, при регулярных проверках оборудования, продуктопроводов, аварийные ситуации сводятся к минимуму или исключаются полностью.

Согласно Экологическому Кодексу РК №212-III при возникновении аварийной ситуации предприятие обязано известить контролирующие органы в области охраны окружающей среды и возместить нанесенный ущерб. Для аварийных выбросов нормативы ПДВ не устанавливаются, их расчет производится в каждом конкретном случае при возникновении аварийной ситуации. Залповые выбросы. К залповым выбросам на предприятии относятся выбросы через свечи при проведении операций по продувке и стравливанию газа с оборудования при проведении ремонтных работ. В отличие от аварийных залповые выбросы подлежат нормированию и включены в таблицу 6.1 (соответственно таблицы 3.6.1-3.6.3).

Источниками залповых выбросов производственных объектов предприятия являются:

- свечи стравливания дренажных емкостей;
- продувочные свечи при продувке газовой системы печей подогрева, свечи стравливания газа и продувочные свечи емкостей хранения нефти, сепараторов.

3.9 Сравнительный анализ валовых выбросов проекта НДС

По результатам произведенного инвентаризационного обследования, количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу составляет:

Всего на объектах месторождения Арыстановское по проекту НДС выброс будет осуществляться:

2025 г. – по проекту НДС всего 321 источник загрязнения атмосферы, из которых 125 источников ЗВ являются организованными источниками и 196 источников ЗВ – неорганизованными.

В том числе:

- по действующему проекту ПДВ на 2025 год – всего 276 источников загрязнения атмосферы, из которых 110 источников ЗВ являются организованными источниками и 166 источников ЗВ – неорганизованными.

- по рабочему проекту «Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение» – всего 15 источников загрязнения атмосферы, из которых 2 источник ЗВ является организованным источником и 13 источников ЗВ – неорганизованными.

- по рабочему проекту «Групповой техникий проект на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м» – источники при эксплуатации отсутствуют.

- по рабочему проекту «Пункт сдачи нефти месторождения Арыстановское. Реконструкция» – всего 3 источников загрязнения атмосферы, из которых 0 источник ЗВ является организованным источником и 3 источников ЗВ – неорганизованными.

- по рабочему проекту «Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское» – всего 10 источников загрязнения атмосферы, из которых 1 источник ЗВ является организованным источником и 9 источников ЗВ – неорганизованными.

- по рабочему проекту «Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское» – всего 7 источников загрязнения атмосферы, из которых 7 источник ЗВ является организованным источником и 0 источников ЗВ – неорганизованными.

- по рабочему проекту «Склад ДНиГ, Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское» – источники при эксплуатации отсутствуют.

- по рабочему проекту «Строительство площадок и подъездных дорог скважин №№ 204, 319,332,422,427,433,434,438,439,510 месторождения Арыстановское» – источники при эксплуатации отсутствуют.

- по рабочему проекту «Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10» всего 2 источника загрязнения атмосферы, из которых 2 источника ЗВ является организованными и 0 источников ЗВ – неорганизованными.

- по рабочему проекту «Установка подготовки газа на месторождении Арыстановское. Расширение» всего 6 источников загрязнения атмосферы, из которых 1 источник ЗВ является организованным и 5 источников ЗВ – неорганизованными.

- по рабочему проекту «Установка мобильных зданий в районе объекта ЗУ-5 месторождения Арыстановское» источники при эксплуатации отсутствуют.

- по рабочему проекту «Установка насосных станций для закачки воды в пласт на площадке скважины № 59 месторождения Арыстановское» всего 2 источника загрязнения атмосферы, из которых 2 источника ЗВ является организованными и 0 источников ЗВ – неорганизованными.

Фактические объемы выбросов ЗВ в атмосферу за последние 3 года

| Год | Лимит выбросов, т/год | Фактическое количество выбросов, т/год |
|------|-----------------------|--|
| 2020 | 947,240 | 681,324788 |
| 2021 | 931,063 | 605,3336 |
| 2022 | 708,673 | 540,196 |
| 2023 | 1386,19 | 828,8997 |

Фактические объемы добычи нефти и газа за последние 3 года

| Год | Объем добычи нефти, тыс.т/год | Объем добычи газа млн.м3/год |
|------|-------------------------------|------------------------------|
| 2020 | 274,732 | 45,741 |
| 2021 | 284,344 | 46,439 |
| 2022 | 303,618 | 45,958 |
| 2023 | 327,931 | 44,410 |

Прогноз добычи нефти и газа на 2025 гг. по месторождению Арыстановское

| Года | Добыча нефти, тыс. т | Добыча сырого газа, млн. м3 |
|------|----------------------|-----------------------------|
| 2025 | 374,0 | 59,481 |

Согласно представленным сравнительным данным наблюдается увеличение объемов добычи нефти.

Валовые выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при планируемой производственной деятельности ТОО «КЕН-САРЫ» от стационарных источников:

- по проекту НДС составит **1301.9645522** т/год.

-по рабочему проекту «Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение» составит 24,00971 т/год.

- по «Групповому техническому проекту на строительство добывающих скважин на месторождении Арыстановское глубиной 3100 м» – источники при эксплуатации отсутствуют.

- по рабочему проекту «Пункт сдачи нефти месторождения Арыстановское. Реконструкция» – составит 2,15956 т/год.

- по рабочему проекту «Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское» – составит 10,364662 т/год.

- по рабочему проекту «Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское» – составит 0,2957488 т/год.

- по рабочему проекту «Склад ДНиГ, Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское» – источники при эксплуатации отсутствуют.
- по рабочему проекту «Строительство площадок и подъездных дорог скважин №№ 204, 319,332,422,427,433,434,438,439,510 месторождения Арыстановское» – источники при эксплуатации отсутствуют.
- по рабочему проекту «Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10» составит 187,952888 т/год.
- по рабочему проекту «Установка подготовки газа на месторождении Арыстановское. Расширение» составит 148,166730 т/год.
- по рабочему проекту «Установка мобильных зданий в районе объекта ЗУ-5 месторождения Арыстановское» – источники при эксплуатации отсутствуют.
- по рабочему проекту «Установка насосных станций для закачки воды в пласт на площадке скважины № 59 месторождения Арыстановское» составит 0,00031755 т/год.

Соответственно в 2025 году в связи с корректировкой проекта НДС к валовым выбросам добавляются валовые выбросы от новых источников (пять рабочих проектов строительства, установки ТОО «СНК Леопард») в количестве – 340,81 т/год.

Установленные нормативные объемы выбросов в НДС рассчитаны на основании Программы развития и переработки сырого газа на м/р Арыстановское, баланса нефти и газа, а также введением новых источников подрядчиков по Рабочим проектам.

Валовые выбросы установленные в предыдущем проекте НДС составляли 959.97787282 т/год (разрешение на 2023 год).

В связи с корректировкой проекта НДС валовые выбросы на 2025 год установлены в размере - 1301.9645522 т/год соответственно выбросы увеличены на 340,81 тонн в связи с включением объемов выбросов от намечаемой деятельности, также в связи с включением 3-х установок ТОО «СНК Леопард».

3.10 Перспектива развития предприятия

На перспективу развития предприятия добавляются новые источники ЗВ в 2025 году:

На 2025 год добавлены следующие источники:

- 1) №№0103-0104, 6140-6152 по рабочему проекту «Установка подготовки нефти месторождения Арыстановское. Расширение»;
- 2) №№6192, 6193, 6194 по рабочему проекту «Пункт сдачи нефти месторождения Арыстановское. Реконструкция»;
- 3) №№0113, 6183, 6184, 6185, 6186, 6187, 6188, 6189, 6190, 6191 по рабочему проекту «Обустройство скважин №№235, 302, 321, 326, 328, 329, 404, 420, 426, 504, 507 месторождения Арыстановское»;
- 4) №№0114, 0115, 0116, 0117, 0118, 0119, 0120 «Система поддержания пластового давления месторождения Арыстановское».
- 5) №№ 0121, 0122, 0123 установки ДЭС, АЦ-32У, УРС-100 при КРС;
- 6) №№ 0124, 0125 по рабочему проекту «Газопоршневая электростанция месторождения Арыстановское. Расширение ГПГ-9, ГПГ-10»;
- 7) №№ 0126, 6195, 6196, 6197, 6198, 6199 - по рабочему проекту «Установка подготовки газа на месторождении Арыстановское. Расширение»;
- 8) №№ 0127, 0128 - по рабочему проекту «Установка насосных станций для закачки воды в пласт на площадке скважины № 59 месторождения Арыстановское».

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на 2025 год

Мангистауский район, ТОО "КЕН-САРЫ" месторождение Арыстановское (корректировка) на 2025г.

| 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 | 0.27699 | 0.59152 | 14.788 |
| 0143 | Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327) | | 0.01 | 0.001 | | 2 | 0.0043466 | 0.009794 | 9.794 |
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | | 0.2 | 0.04 | | 2 | 19.1809739958 | 247.85023077 | 6196.25577 |
| 0302 | Азотная кислота (5) | | 0.4 | 0.15 | | 2 | 0.0000175 | 0.00048 | 0.0032 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | | 0.4 | 0.06 | | 3 | 4.5001447728 | 80.34724507 | 1339.12075 |
| 0322 | Серная кислота (517) | | 0.3 | 0.1 | | 2 | 0.000038 | 0.00115 | 0.0115 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | | 0.15 | 0.05 | | 3 | 0.8585513962 | 6.407538334 | 128.150767 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | | 0.5 | 0.05 | | 3 | 5.3948676452 | 46.7592405 | 935.18481 |
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | | 0.008 | | | 2 | 0.00498761 | 0.036417982 | 4.55224775 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | | 5 | 3 | | 4 | 24.1737500663 | 371.365730895 | 123.788577 |
| 0342 | Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) | | 0.02 | 0.005 | | 2 | 0.0001458 | 0.0009 | 0.18 |
| 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 | 0.000642 | 0.00396 | 0.132 |
| 0410 | Метан (727*) | | | | 50 | | 6.977980389 | 184.235601335 | 3.68471203 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | | | | 50 | | 40.125196613 | 303.137867906 | 6.06275736 |

ЭРА v4.0 ТОО "Рекорд Консалт"

Таблица 3.1.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Мангистауский район, ТОО "КЕН-САРЫ" месторождение Арыстановское (корректировка) на 2025г.

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|------|---|---|---------|----------|------|----|--------------|---------------|------------|
| 0416 | Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*) | | | | | 30 | 4.8114463608 | 29.462522226 | 0.98208407 |
| 0501 | Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460) | | 1.5 | | | 4 | 0.1368 | 0.04422 | 0.02948 |
| 0602 | Бензол (64) | | 0.3 | 0.1 | | 2 | 0.15700638 | 0.31939254 | 3.1939254 |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203) | | 0.2 | | | 3 | 0.02720736 | 0.11128576 | 0.5564288 |
| 0621 | Метилбензол (349) | | 0.6 | | | 3 | 0.137046758 | 0.21273313 | 0.35455522 |
| 0627 | Этилбензол (675) | | 0.02 | | | 3 | 0.003282 | 0.0010614 | 0.05307 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | | | 0.000001 | | 1 | 0.0000203787 | 0.00012833535 | 128.33535 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | | 0.05 | 0.01 | | 2 | 0.2004716674 | 1.2014483 | 120.14483 |
| 1716 | Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526) | | 0.00005 | | | 3 | 1e-8 | 1e-11 | 0.0000002 |
| 1728 | Этанттиол (668) | | 0.00005 | | | 3 | 0.00000013 | 1e-10 | 0.000002 |
| 2704 | Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60) | | 5 | 1.5 | | 4 | 0.041526 | 0.12962 | 0.08641333 |
| 2735 | Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*) | | | | 0.05 | | 0.000336 | 0.00072242 | 0.0144484 |
| 2754 | Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | | 1 | | | 4 | 4.9652155212 | 29.5832853 | 29.5832853 |
| 2902 | Взвешенные частицы (116) | | 0.5 | 0.15 | | 3 | 0.00832 | 0.01952 | 0.13013333 |
| 2907 | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493) | | 0.15 | 0.05 | | 3 | 0.072 | 0.124416 | 2.48832 |
| 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 | 0.010772 | 0.00179 | 0.0179 |

ЭРА v4.0 ТОО "Рекорд Консалт"

Таблица 3.1.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
Мангистауский район, ТОО "КЕН-САРЫ" месторождение Арыстановское (корректировка) на 2025г.

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|------|--|---|---|---|------|---|---------------|--------------|------------|
| 2930 | Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*) | | | | 0.04 | | 0.0036 | 0.00473 | 0.11825 |
| | В С Е Г О : | | | | | | 112.073682954 | 1301.9645522 | 9047.79757 |

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)

IV. ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЙ НОРМАТИВОВ ДВ

4.1 Расчет рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

В соответствии с нормами проектирования в Казахстане, для оценки влияния выбросов загрязняющих веществ на качество атмосферного воздуха используется математическое моделирование. Расчет содержания вредных веществ в атмосферном воздухе должен проводиться в соответствии с требованиями «Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий» Приложение № 18 к Приказу МОС № 100-П от 18.04.2008 г.

Расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проводился на программном комплексе «Эра» версии v4.0, разработчик фирма «Логос Плюс» г. Новосибирск.

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

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

Расчеты уровня загрязнения атмосферы выполнены по всем источникам организованных и неорганизованных источников выбросов. При проведении расчетов учитывалась одновременность проведения технологических операций.

Проведенные расчеты по программе позволили получить следующие данные:

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

Расчет рассеивания загрязняющих веществ в атмосферный воздух проведен на 2025 год. Для проведения расчета рассеивания загрязняющих веществ взят расчетный прямоугольник, размером 3000х3000 м, с шагом расчетной сетки 300 м. Размеры расчетного прямоугольника и шаг расчетной сетки выбраны с учетом взаимного расположения оборудования площадки.

Координаты площадного источника заданы путем указания координат центра площадного источника, его ширины и длины.

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

Расчет рассеивания максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ, образующихся от источников загрязнения на предприятии показал, что концентрация на уровне санитарно-защитной зоны не превысила допустимых нормативов.

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

Результаты расчетов с картами-схемами изолиний расчетных концентраций представлены в Приложении 10.

Таблица групп суммаций на существующее положение

Мангистауский район, ТОО "КЕН-САРЫ" месторождение
Арыстановское (корректировка) на 2025г.

| Номер группы суммации | Код загрязняющего вещества | Наименование загрязняющего вещества |
|---|----------------------------|---|
| 1 | 2 | 3 |
| | | Площадка:01,Площадка 1 |
| 07(31) | 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) |
| | 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) |
| 37(39) | 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) |
| | 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) |
| 41(35) | 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) |
| | 0342 | Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) |
| 42(28) | 0322 | Серная кислота (517) |
| | 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) |
| 44(30) | 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) |
| | 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) |
| 59(71) | 0342 | Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) |
| | 0344 | Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615) |
| Пыли | 2902 | Взвешенные частицы (116) |
| | 2907 | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493) |
| | 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) |
| | 2930 | Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*) |
| Примечание: В колонке 1 указан порядковый номер группы суммации по Приложению 1 к СП, утвержденным Постановлением Правительства РК от 25.01.2012 №168. После него в круглых скобках указывается служебный код групп суммаций, использовавшийся в предыдущих сборках ПК ЭРА. | | |

4.2 Анализ результатов расчета уровня загрязнения атмосферы

Анализ результатов расчетов рассеивания по месторождениям показывает, что превышение ПДК загрязняющих веществ на границе нормативной СЗЗ не наблюдается.

Максимальная приземная концентрация 0,44 ПДК наблюдается по веществу 0301-диоксид азота.

Максимальная приземная концентрация 0,55 ПДК наблюдается по веществу 0304-оксид азота.

Максимальная приземная концентрация 0,64 ПДК наблюдается по веществу 0330- Сера диоксид.

Максимальная приземная концентрация 0,27 ПДК наблюдается по веществу 0337-Углерод

оксид.

Максимальная приземная концентрация 0,26 ПДК наблюдается по веществу 2754-Алканы.

Максимальная приземная концентрация 0,17 ПДК наблюдается по веществу 0328- Сажа и

т.д.

По всем остальным ингредиентам концентрации значительно ниже предельно допустимых значений (ПДК), установленных санитарными нормами.

Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам

Мангистауский район, ТОО "КЕН-САРЫ" месторождение Арыстановское (корректировка) на 2025г.

| 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) | Среднезвезденная 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 | | 0.27699 | 2 | 0.6925 | Да |
| 0143 | Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327) | 0.01 | 0.001 | | 0.0043466 | 2 | 0.4347 | Да |
| 0302 | Азотная кислота (5) | 0.4 | 0.15 | | 0.0000175 | 3.5 | 0.00004375 | Нет |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0.4 | 0.06 | | 4.5001447728 | 6.22 | 11.2504 | Да |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 0.15 | 0.05 | | 0.8585513962 | 4.97 | 5.7237 | Да |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 5 | 3 | | 24.1737500663 | 4.67 | 4.8348 | Да |
| 0410 | Метан (727*) | | | 50 | 6.977980389 | 4.4 | 0.1396 | Да |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | | | 50 | 40.125196613 | 12.3 | 0.0652 | Да |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) | | | 30 | 4.8114463608 | 10.2 | 0.0156 | Да |
| 0501 | Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460) | 1.5 | | | 0.1368 | 4.28 | 0.0912 | Нет |
| 0602 | Бензол (64) | 0.3 | 0.1 | | 0.15700638 | 4.86 | 0.5234 | Да |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 0.2 | | | 0.02720736 | 5.26 | 0.136 | Да |
| 0621 | Метилбензол (349) | 0.6 | | | 0.137046758 | 4.72 | 0.2284 | Да |
| 0627 | Этилбензол (675) | 0.02 | | | 0.003282 | 4.28 | 0.1641 | Да |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | | 0.000001 | | 0.0000203787 | 3.98 | 2.0379 | Да |
| 1716 | Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526) | 0.00005 | | | 1E-8 | 4 | 0.0002 | Нет |
| 1728 | Этантол (668) | 0.00005 | | | 0.00000013 | 4 | 0.0026 | Нет |
| 2704 | Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60) | 5 | 1.5 | | 0.041526 | 2.11 | 0.0083 | Нет |

Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам
Мангистауский район, ТОО "КЕН-САРЫ" месторождение Арыстановское (корректировка) на 2025г.

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|---|---|-------|-------|------|---------------|------|---------|-----|
| 2735 | Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*) | | | 0.05 | 0.000336 | 2 | 0.0067 | Нет |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) | 1 | | | 4.9652155212 | 3.91 | 4.9652 | Да |
| 2902 | Взвешенные частицы (116) | 0.5 | 0.15 | | 0.00832 | 2 | 0.0166 | Нет |
| 2907 | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493) | 0.15 | 0.05 | | 0.072 | 5 | 0.480 | Да |
| 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 | | 0.010772 | 2 | 0.0359 | Нет |
| 2930 | Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*) | | | 0.04 | 0.0036 | 2 | 0.090 | Нет |
| Вещества, обладающие эффектом суммарного вредного воздействия | | | | | | | | |
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 0.2 | 0.04 | | 19.1809739958 | 4.29 | 95.9049 | Да |
| 0322 | Серная кислота (517) | 0.3 | 0.1 | | 0.000038 | 3.5 | 0.0001 | Нет |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 0.5 | 0.05 | | 5.3948676452 | 4.14 | 10.7897 | Да |
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0.008 | | | 0.00498761 | 7.21 | 0.6235 | Да |
| 0342 | Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) | 0.02 | 0.005 | | 0.0001458 | 2 | 0.0073 | 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 | | 0.000642 | 2 | 0.0032 | Нет |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 0.05 | 0.01 | | 0.2004716674 | 3.98 | 4.0094 | 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: $\frac{\sum (H_i * M_i)}{\sum (M_i)}$, где H_i - фактическая высота ИЗА, M_i - выброс ЗВ, г/с | | | | | | | | |

Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам
 Мангистауский район, ТОО "КЕН-САРЫ" месторождение Арыстановское (корректировка) на 2025г.

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2. При отсутствии ПДКм.р. берется ОБУВ, при отсутствии ОБУВ - ПДКс.с. | | | | | | | | |

Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения

Мангистауский район, ТОО "КЕН-САРЫ" месторождение Арыстановское (корректировка) на 2025г.

| 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 (2025 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) | | 0.4447595/1.0569519 | | 3944/ 2955 | 0124 | | 7.4 | производство: Газогенераторная установка (ЭГГ) | |
| | | | | | | | | 7.4 | производство: Газогенераторная установка (ЭГГ) | |
| | | | | | | | | 7.2 | производство: Территория промысла (скважины) | |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | | 0.5514334/0.2205734 | | 3944/ 2955 | 0069 | | 6.5 | производство: Установка подготовки газа (УПГ) | |
| | | | | | | | | 5.8 | производство: Газогенераторная установка (ЭГГ) | |
| | | | | | | | | 5.8 | производство: Газогенераторная установка (ЭГГ) | |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | | 0.169551/0.0254326 | | 3944/ 2955 | 0121 | | 10.1 | производство: Капитальный | |

ЭРА v4.0 ТОО "Рекорд Консалт"

Таблица 3.5

Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения
Мангистауский район, ТОО "КЕН-САРЫ" месторождение Арыстановское (корректировка) на 2025г.

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|------|---|---|---------------------|---|---------------|----------------------------------|---|------------------------------|---|
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | | 0.6448595/0.3224297 | | 3944/ 2955 | 0047 0081 0124 0125 | | 9.2 8.4 8.9 8.9 | ремонт скважин производство: Установка подготовки нефти (УПН) производство: Территория промысла (скважины) производство: Газогенераторна я установка (ЭГГ) производство: Газогенераторна я установка (ЭГГ) |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | | 0.2653806/1.326903 | | 3944/ 2955 | 0124 0125 | | 7.7 7.7 | производство: Газогенераторна я установка (ЭГГ) производство: Газогенераторна я установка (ЭГГ) |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | | 0.0552197/2.7609831 | | 1607/ 2354 | 0102 0104 | | 6.9 65.8 | производство: Газогенераторна я установка (ЭГГ) производство: Установка подготовки газа (УПГ) производство: Установка подготовки |

ЭРА v4.0 ТОО "Рекорд Консалт"

Таблица 3.5

Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения
Мангистауский район, ТОО "КЕН-САРЫ" месторождение Арыстановское (корректировка) на 2025г.

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|------|---------------------------------------|---|---------------------|---|---------------|----------------------|---|---------------------|---|
| 0602 | Бензол (64) | | 0.058794/0.0176382 | | 2445/ 3935 | 6195 0007 0006 | | 7.9 3.6 40.4 | нефти (УПН) производство: Установка подготовки газа (УПГ) производство: Вахтовый поселок производство: Вахтовый поселок |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54) | | 0.0608364/6.0000E-7 | | 3944/ 2955 | 0081 6174 | | 11 10.7 | производство: Капитальный ремонт скважин производство: Территория промысла (скважины) |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | | 0.2125682/0.0106284 | | 3940/ 3073 | 0121 0047 0121 | | 9.3 11.2 10.7 | производство: Установка подготовки нефти (УПН) производство: Капитальный ремонт скважин производство: Территория промысла (скважины) |
| | | | | | | 0081 0047 | | 9.4 | производство: |

ЭРА v4.0 ТОО "Рекорд Консалт"

Таблица 3.5

Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения
Мангистауский район, ТОО "КЕН-САРЫ" месторождение Арыстановское (корректировка) на 2025г.

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|-------------------------------|--|---|---------------------|---|---------------|------|------|------|--|
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | | 0.2627752/0.2627752 | | 3940/ 3073 | 0121 | | 11 | Установка подготовки нефти (УПН) |
| | | | | | | | | 10.4 | производство: Капитальный ремонт скважин |
| | | | | | | | 0081 | | Территория промысла (скважины) |
| | | | | | | | 0047 | 9.2 | производство: Установка подготовки нефти (УПН) |
| Г р у п п ы с у м м а ц и и : | | | | | | | | | |
| 07(31) 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | | 0.994006 | | 3944/ 2955 | 0124 | | 7.6 | производство: Газогенераторная установка (ЭГГ) |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | | | | | | | 7.6 | производство: Газогенераторная установка (ЭГГ) |
| | | | | | | | 0081 | 7 | производство: Территория промысла (скважины) |
| 37(39) 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | | 0.2362212 | | 3940/ 3073 | 0121 | | 10.1 | производство: Капитальный ремонт скважин |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | | | | | | 0081 | 9.7 | производство: Территория промысла (скважины) |
| | | | | | | | 0047 | 8.5 | производство: Установка |

ЭРА v4.0 ТОО "Рекорд Консалт"

Таблица 3.5

Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения
Мангистауский район, ТОО "КЕН-САРЫ" месторождение Арыстановское (корректировка) на 2025г.

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|-------------|--|---|-----------|---|---------------|------|---|-----|---|
| 41(35) 0330 | Сернистый диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сернистый оксид) (516) | | 0.645627 | | 3944/ 2955 | 0124 | | 8.9 | подготовки нефти (УПН) производство: Газогенераторная установка (ЭГГ) |
| 0342 | Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) | | | | | | | 8.9 | производство: Газогенераторная установка (ЭГГ) |
| 42(28) 0322 | Серная кислота (517) | | 0.6448634 | | 3944/ 2955 | 0124 | | 8.9 | производство: Газогенераторная установка (ЭГГ) |
| 0330 | Сернистый диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сернистый оксид) (516) | | | | | | | 8.9 | производство: Газогенераторная установка (ЭГГ) |
| 44(30) 0330 | Сернистый диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сернистый оксид) (516) | | 0.6708712 | | 3944/ 2955 | 0124 | | 8.6 | производство: Газогенераторная установка (ЭГГ) |
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | | | | | | | 8.6 | производство: Газогенераторная установка (ЭГГ) |
| | | | | | | | | 6.7 | производство: Газогенераторная установка (ЭГГ) |

ЭРА v4.0 ТОО "Рекорд Консалт"

Таблица 3.5

Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения

Мангистауский район, ТОО "КЕН-САРЫ" месторождение Арыстановское (корректировка) на 2025г.

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|-------------------|
| | | | | | | | | | я установка (ЭГГ) |

4.3 Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу

Специальные мероприятия по снижению объемов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на период нормирования не предусматриваются, так как зона загрязнения по группам суммации находится в пределах нормативной СЗЗ, а по всем остальным веществам концентрации ниже предельно допустимых значений (ПДК), установленных санитарными нормами.

4.4 Предложения по нормативам ДВ

В связи с отсутствием превышения ПДК загрязняющих веществ на границе нормативной СЗЗ, выбросы всех источников предприятия принимаются в качестве нормативов ДВ.

Предложения по нормативам НДВ для ТОО «КЕН-САРЫ» по каждому ингредиенту на 2025 г. представлены в таблице 3.6 в Приложении 6.

4.5 Санитарно-защитная зона

Согласно Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденных приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2 должна быть разработана СЗЗ.

Для действующего месторождения Арыстановское установлена санитарно защитная зона размером 1000 метров.

Расчетами рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере установлено, что по всем ингредиентам и группам суммации на существующее положение на границе СЗЗ превышения приземных концентраций нет.

4.6 Мероприятия по снижению выбросов загрязняющих веществ, обеспечивающих достижение значений нормативов ДВ

Сокращение объемов выбросов и, вследствие этого, снижение приземных концентраций, обеспечивается комплексом технологических, специальных и планировочных мероприятий, составлены мероприятия при НМУ.

Анализ расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере показал, что по всем ингредиентам на границе нормативной СЗЗ приземные концентрации не превышают критериев качества атмосферного воздуха для населенных мест.

К основным мероприятиям, направленным на снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и обеспечивающим приземные концентрации в нормативных пределах, относятся:

- Обеспечение прочности и герметичности технологических аппаратов и трубопроводов;
- высокий уровень автоматизации производственного процесса;
- дистанционный контроль;
- наличие и постоянное функционирование систем оперативного обнаружения газовыделений (системы аварийного оповещения и связи, контроля воздуха);
- размещение взрывоопасных производств в отдельных помещениях и на открытых площадках;
- применение оборудования, трубопроводов и приборов в коррозионно-стойком исполнении, обеспечение коррозионной защиты металлоконструкций;
- наличие сбросных систем;
- при аварийных ситуациях в централизованной системе энергоснабжения для выработки электроэнергии применяются резервные дизельные установки зарубежного производства, которые имеют выбросы оксида углерода, оксидов азота, углеводородов, сажи, формальдегида

и бенз/а/пирена в 2-3,5 раза меньше, чем дизель-генераторы отечественного производства;

- все резервуары и дренажные емкости оборудованы дыхательными клапанами, которые рассчитаны на срабатывание при определенном давлении, выброс углеводородов в атмосферу происходит только при превышении установленного нормативами давления;

- для сокращения выбросов загрязняющих веществ на Пункте сбора нефти резервуары нефти объединены общей газовой обвязкой со сбросом газа, выделяющегося при дыхании, на общую свечу высотой 6 м;

- утилизация газа с использованием на собственные нужды в печах подогрева на месторождении, ГЗУ-1, ГЗУ-2, УПН, ЗУ-1, 2, 3, 4, 5, площадке ЭГГ, в котельных УПГ и вахтового поселка;

- с целью прекращения сжигания газа на факелах работает установка подготовки газа (УПГ) ТОО «КЕН-САРЫ»;

- использование в исправном техническом состоянии автотранспорта, для снижения выбросов загрязняющих веществ проверка на токсичность перед выездом на площадки предприятия;

- организация движения автотранспорта по территории месторождения и устройство автодорог между площадками предприятия, площадками скважин использование поливомоечных машин для подавления пыли;

- использование в качестве топлива для автотранспорта неэтилированного бензина, что исключает выбросы в атмосферу тетраэтилсвинца;

- проведение мониторинговых наблюдений на источниках выбросов, на границе СЗЗ и подфакельных для соблюдения нормативов ПДВ и применение необходимых мер при наличии увеличивающихся концентраций загрязняющих веществ в приземном слое.

Защита оборудования, работающего под давлением, предусматривается установкой предохранительных клапанов, запорной арматуры, средств автоматического контроля, измерения и формирования технологических параметров. Герметичность систем технологического оборудования и трубопроводов обеспечивают следующие проектные решения:

- защита трубопроводов от механических повреждений за счет прокладки его подземно или наземно на опорах, усиленная антикоррозионная изоляция;

- подбор оборудования, запорной арматуры и предохранительных и регулирующих клапанов в строгом соответствии с давлениями, под которыми работает данное оборудование;

- применение оборудования с условием среды;

- своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов и профилактики технологического оборудования и трубопроводов.

V. 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. В периоды НМУ максимальная приземная концентрация примеси может увеличиться в 1,5-2,0 раза.

Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеоусловиях (НМУ) разрабатываются в соответствии с РД 52.04-85. При НМУ необходимо переходить на другой режим работы и сократить уровень выброса загрязняющих веществ в атмосферу примерно от 15 до 40%.

К неблагоприятным метеоусловиям относятся температурные инверсии, пыльные бури, штиль, туман, 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 загрязняющих химических веществ, в связи с формированием неблагоприятных метеоусловий.

Прогноз наступления НМУ и регулирование выбросов является составной частью комплекса мероприятий по обеспечению чистоты воздушного бассейна.

Оперативное прогнозирование высоких уровней загрязнения воздуха осуществляет подразделение Казгидромета Мангистауской области. Контроль выполнения мероприятий по сокращению выбросов в периоды НМУ проводит областное управление охраны окружающей среды.

Согласно п. 9 Приложения 3 к Приказу МЭГиПР РК от 10.03.2021г. №63 «Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях разрабатывают проектная организация совместно с оператором при наличии в данном населенном пункте или местности стационарных постов наблюдения.»

Мероприятия на период НМУ разрабатываются для предприятий, расположенных в крупных городах, где органами РГП «Казгидромет» проводится или планируется проведение прогнозирования НМУ.

Согласно п. 4 Приказа МЭГиПР РК № 243 от 09.07.2021г.: Прогнозы НМУ составляются для городских и иных населенных пунктов, в которых действует не менее трех пунктов наблюдений за состоянием загрязнения атмосферы. Мангистауский район не является объектом, в котором прогнозируется НМУ и не требует разработки мероприятий по регулированию выбросов при наступлении НМУ.

VI. КОНТРОЛЬ СОБЛЮДЕНИЯ НОРМАТИВОВ ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Ответственность за организацию контроля и своевременную отчетность по результатам контроля возлагается на руководителя предприятия. Результаты контроля заносятся в журналы учета, включаются в технические отчеты предприятия, и учитываются при оценке его деятельности.

Контроль выбросов осуществляется силами предприятия, либо организацией, привлекаемой предприятием на договорных началах.

Контроль за соблюдением нормативов ПДВ может проводиться на специально оборудованных точках контроля на источниках выбросов и контрольных точках.

Контроль за источниками выбросов проводится двумя способами:

1) расчетными методами с использованием действующих в РК методик по расчету выбросов;

2) прямыми замерами концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе санитарно-защитной зоны.

Наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на границе СЗЗ предлагается проводить в соответствии с «Руководством по контролю загрязнения атмосферы».

На данном предприятии метод контроля на источниках выбросов инструментальный и расчетный.

Все источники, выбрасывающие вещество, подлежащее контролю, делятся на две категории. К первой категории относятся источники, для которых при $C_m / ПДК > 0,5$ выполняются неравенства:

$M/ПДК > 0,01$ при $H > 10м$;

$M/ПДК > 0,10$ при H

Источники первой категории, вносящие наиболее существенный вклад в загрязнение воздуха, подлежат систематическому контролю не реже 1 раза в квартал.

Все остальные источники относятся ко второй категории и контролируются эпизодически 1 раз в год.

План-график контроля выбросов на каждом источнике и контрольных точках с указанием методов контроля представлен в таблице 3.10. – Приложение 7.

VII. РАСЧЁТ ПЛАТЕЖЕЙ ЗА ВЫБРОСЫ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В ВОЗДУШНУЮ СРЕДУ ОТ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ

Для компенсации неизбежного ущерба естественным ресурсам, в соответствии с Экологическим кодексом РК, вводятся экономические методы воздействия на предприятия по охране окружающей среды. В качестве таких мер с предприятия взимается плата за пользование природными ресурсами и плата за выбросы, сбросы и размещение загрязняющих веществ.

Платежи за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу рассчитываются согласно Кодексу Республики Казахстан - О налогах и других обязательных платежах в бюджет (Налоговый кодекс) – гл. 71 (ст. 492-495).

Ставки платы определяются исходя из размера месячного расчетного показателя, установленного на соответствующий финансовый год законом о республиканском бюджете (далее – МРП) - составляет 3692 тенге.

Расчёт платы за выбросы ЗВ в атмосферу от стационарных источников (за вычетом выбросов от сжигания газа на факельных установках)

| Код ЗВ | Наименование загрязняющего вещества | Выброс вещества, т/год, (М) | Ставка платы за 1 тонну | МРП, тенге | Плата за выбросы С ⁱ , тенге |
|--------|---|-----------------------------|-------------------------|------------|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 0123 | Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (ди)Железо триоксид, Железа оксид) (274) | 0,59152 | 30 | 3692 | 65516,76 |
| 0143 | Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327) | 0,009794 | 0 | 3692 | 0,00 |
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 245,83791077 | 20 | 3692 | 18152671,33 |
| 0302 | Азотная кислота (5) | 0,00048 | 0 | 3692 | 0,00 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 80,02025307 | 20 | 3692 | 5908694,75 |
| 0322 | Серная кислота (517) | 0,00115 | 0 | 3692 | 0,00 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 4,730605 | 24 | 3692 | 419169,45 |
| 0330 | Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) | 46,7592405 | 20 | 3692 | 3452702,32 |
| 0333 | Сероводород (Дигидросульфид) (518) | 0,036417982 | 124 | 3692 | 16672,44 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 354,596397554 | 0,32 | 3692 | 418934,37 |
| 0342 | Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) | 0,0009 | 0 | 3692 | 0,00 |
| 0344 | Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615) | 0,00396 | 0 | 3692 | 0,00 |
| 0410 | Метан (727*) | 183,816368000 | 0,02 | 3692 | 13573,00 |
| 0415 | Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) | 303,137867906 | 0,32 | 3692 | 358139,20 |
| 0416 | Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*) | 29,462522226 | 0,32 | 3692 | 34808,20 |
| 0501 | Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460) | 0,04422 | | 3692 | 0,00 |
| 0602 | Бензол (64) | 0,31939254 | 0,32 | 3692 | 377,34 |
| 0616 | Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203) | 0,11128576 | 0,32 | 3692 | 131,48 |
| 0621 | Метилбензол (349) | 0,21273313 | 0,32 | 3692 | 251,33 |
| 0627 | Этилбензол (675) | 0,0010614 | 0,32 | 3692 | 1,25 |
| 0703 | Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) | 0,00012833535 | 996600 | 3692 | 472203,14 |
| 1325 | Формальдегид (Метаналь) (609) | 1,2014483 | 332 | 3692 | 1472668,05 |

| | | | | | |
|------|---|-------------------|------|------|----------------------|
| 1716 | Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526) | 1,0000000E-11 | 0 | 3692 | 0,00 |
| 1728 | Этантол (668) | 1,0000000E-10 | | 3692 | 0,00 |
| 2704 | Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60) | 0,12962 | 0,32 | 3692 | 153,14 |
| 2735 | Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*) | 0,00072242 | 0,32 | 3692 | 0,85 |
| 2754 | Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) | 29,5832853 | 0,32 | 3692 | 34950,88 |
| 2902 | Взвешенные частицы (116) | 0,01952 | 10 | 3692 | 720,68 |
| 2907 | Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493) | 0,124416 | 10 | 3692 | 4593,44 |
| 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) | 0,00179 | 10 | 3692 | 66,09 |
| 2930 | Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*) | 0,00473 | 10 | 3692 | 174,63 |
| | ВСЕГО : | 1280,75973 | | | 30 827 174,12 |

Расчёт платы за выбросы ЗВ в атмосферу при сжигании газа на факельных установках

| Код ЗВ | Наименование загрязняющего вещества | Выброс вещества, т/год, (М) | Ставка платы за 1 тонну | МРП, тенге | Плата за выбросы С ⁱ , тенге |
|--------|---|-----------------------------|-------------------------|------------|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 0301 | Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) | 2,01232 | 200 | 3692 | 1485897,09 |
| 0304 | Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) | 0,327002 | 200 | 3692 | 241458,28 |
| 0328 | Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) | 1,676933334 | 240 | 3692 | 1485897,09 |
| 0337 | Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) | 16,76933334 | 14,6 | 3692 | 903920,73 |
| 0410 | Метан (727*) | 0,419233335 | 0,8 | 3692 | 1238,25 |
| | | 21,20482201 | | | 4 118 411,43 |

Планируемая плата за выбросы загрязняющих веществ в 2025 г. приведены по ставкам на 2025 г.:

- от стационарных источников – **30 827 174,12** тенге;
- от факельных установок – **4 118 411,43** тенге;

Действительная сумма платежей за неизбежный ущерб и загрязнение атмосферного воздуха в результате хозяйственной деятельности ТОО «КЕН-САРЫ» может отличаться от приведенных выше расчетов, т.к. при составлении отчетов будут определяться фактические объемы выбросов ЗВ, которые могут отличаться от установленных нормативов выбросов. Кроме того, на перспективу изменятся и базовые ставки платежей за загрязнение природной среды.

Таким образом, по результатам отчетов предприятия на соответствующий год потребуется пересчет платежей за эмиссии в окружающую среду.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Экологический кодекс Республики Казахстан» от 2.01.2021 г, № 400-VI ЗРК.
2. Строительная климатология. СНиПРК2.04-01-2010. Астана, 2010
3. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденные Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года №ҚР ДСМ-2.
4. Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий (приложение №18 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18 апреля 2008 года №100-п)
5. Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду, №63 от 10.03.2021 г.;
6. Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 11 января 2022 года № 26447 Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека".
7. ГН к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территории промышленных организаций от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-70.
8. ГН к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека от 16 февраля 2022 года № ҚР ДСМ-15.
9. Методика расчёта концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий" (Приложение 12) к Приказу МОСiBP РК от 12.06.2014 № 221-Ө "Об утверждении отдельных методических документов в области охраны окружающей среды"
10. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004 г.
11. "Сборник методик по расчету выбросов вредных в атмосферу различными производствами". Алматы, КазЭКОЭКСП, 1996 г. п.2. Расчет выбросов вредных веществ при сжигании топлива в котлах паропроизводительностью до 30 т/час.
12. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
13. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005
14. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004. Астана, 2005
15. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.05-2004. Астана, 2005
16. Налоговый кодекс Республики Казахстан.