

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель генерального директора
ТОО «Кен-Сары»



Жоқанов Г.С.
2025г.

**ПРОЕКТ
НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ
ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ (НДВ)
НА МЕСТОРОЖДЕНИИ АРЫСТАНОВСКОЕ
НА 2026 Г. ТОО «КЕН-САРЫ»
Книга 2.**

Директор
ТОО «Construction NS»



Нурманова А.Н.

2025 год

СОСТАВ ПРОЕКТА

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на месторождении Арыстановское на 2026 г. для ТОО «Кен-Сары» состоит из двух частей:

Часть 1 – Инвентаризация источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников загрязнения на 2026 г.

Часть 2 – Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на месторождении Арыстановское на 2026 г. для ТОО «Кен-Сары».

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

ТОО «Рекорд Консалт»

Инженер проекта _____ Мухтарова А. (разработчик проекта НДВ)
(подпись)

СОДЕРЖАНИЕ:

АННОТАЦИЯ.....	5
ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	7
I. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ	8
II. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКИХ И КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	12
III. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ	14
3.1 Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования	14
3.2 Общая характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух.....	42
3.3 Качественная и количественная характеристика источников загрязнения атмосферного воздуха	47
3.4 Краткая характеристика пылегазоочистного оборудования	47
3.5 Оценка степени соответствия применяемой технологии современному техническому уровню	47
3.6 Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	48
3.7 Обоснование полноты и достоверности исходных данных	48
3.8 Характеристика аварийных и залповых выбросов.....	48
3.9 Сравнительный анализ валовых выбросов проекта нормативов ПДВ.....	51
3.10 Перспектива развития предприятия	52
IV. ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИИ НОРМАТИВОВ ПДВ 54	
4.1 Расчет рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу	57
4.2 Анализ результатов расчета уровня загрязнения атмосферы	59
4.3 Мероприятия по уменьшению выбросов в атмосферу	63
4.4 Предложения по нормативам ПДВ.....	68
4.5 Санитарно-защитная зона	68
4.6 Мероприятия по снижению выбросов загрязняющих веществ, обеспечивающих достижение значений нормативов ПДВ.....	68
V. МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ (НМУ)	70
VI. КОНТРОЛЬ СОБЛЮДЕНИЯ НОРМАТИВОВ ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ	71
VII. РАСЧЁТ ПЛАТЕЖЕЙ ЗА ВЫБРОСЫ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В ВОЗДУШНУЮ СРЕДУ ОТ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ.....	72
Перечень используемых источников.....	74
Приложение 1 ЗГЭЭ на действующий ПДВ	
Приложение 2 Разрешение на сжигание газа	
Приложение 3 Контракт на добычу	
Приложение 4 Протоколы сероводорода с лаборатории	
Приложение 5 Техсхема и анализ месторождения	
Приложение 6 Расчет выбросов	
Приложение 7 Параметры выбросов	
Приложение 8 Расчет рассеивания	
Приложение 9 Нормативы	
Приложение 10 План-график	
Приложение 11 Паспорт газа	

СПИСОК ТАБЛИЦ

Табл. 1	Количество источников выбросов загрязняющих веществ на 2026 г.
Табл. 1.1	Производственные показатели предприятия
Табл. 2	Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для ТОО «КЕН-САРЫ» на 2026 г.
Табл. 3	Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по месторождениям на 2026 г.
Табл. 2.1	Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания ЗВ в атмосфере
Табл. 3.2.1	Таблица групп суммации на существующее положение
Табл. 3.1.	Перечень ЗВ, выбрасываемых в атмосферу на 2026 г.
Табл. 3.3	Параметры выбросов загрязняющих веществ на существующее положение и перспективу для расчета ПДВ
Табл. 3.5	Источники, дающие наибольший вклад в загрязнение атмосферы, в долях ПДК.
Табл. 3.6	Нормативы выбросов загрязняющих веществ в целом по предприятию
Табл. 3.7	План мероприятий по снижению выбросов ЗВ в атмосферу с целью достижения нормативов ПДВ
Табл. 3.8	Мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ
Табл. 3.9	Характеристика выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ
Табл. 3.10	План- график контроля на предприятии за соблюдением НДВ(ВСВ) на источниках выбросов и на контрольных точках
Табл. 3.11	Контрольные значения приземных концентраций загрязняющих веществ для контроля нормативов НДВ
Табл. 7.1.	Ставки платы за выбросы загрязняющих веществ от стационарных источников
Табл. 7.2.	Ставки платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух от передвижных источников
Табл. 7.3.	Расчеты платежей за выбросы загрязняющих веществ в воздушную среду от стационарных и передвижных источников

СПИСОК РИСУНКОВ

Рис. 1	Обзорная карта-схема расположения месторождения
--------	---

АННОТАЦИЯ

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на месторождении Арыстановское на 2026 г. для ТОО «Кен-Сары» выполнен 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 2026 г. с учетом нормативов выбросов ЗВ по следующим рабочим проектам с разделом «Охраны Окружающей Среды»:

1. «Склад Добыча Нефти и Газа (ДНиГ), Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское»;
2. «Модернизация скважины №66 месторождения Арыстановское»;
3. «Расширение системы поддержания пластового давления месторождения Арыстановское. I этап».

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на месторождении Арыстановское на 2026 г. для ТОО «Кен-Сары» состоит из двух частей:

Часть 1 – Инвентаризация источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников загрязнения ТОО «КЕН-САРЫ» на 2026 г.

Часть 2 – Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на месторождении Арыстановское на 2026 г. для ТОО «Кен-Сары».

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).

Проект 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) и «Рекомендациям по оформлению и содержанию проектов нормативов предельно допустимых выбросов для предприятий РК» РНД 211.2.02-97.

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 НДВ;
- расчет экологического ущерба, наносимого атмосфере выбросами предприятия.

Заказчик:

ТОО «КЕН-САРЫ»

130000, Мангистауская область,

город Актау, микрорайон 26, здание 17.

Телефон – 8 (7292) 202121.

Разработчик проекта:

ТОО «Construction NS»

Адрес: г. Актау, мкр 17-20, офис 21

Тел: 87014848005

Государственная лицензия на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды - № **02667Р** от 14.06.2023 г.

Настоящим Проектом устанавливаются нормативы выбросов загрязняющих веществ для ТОО «КЕН-САРЫ» на 2026 г:

Разработка проекта нормативов эмиссий допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на 2026 г. для ТОО «Кен-Сары» обусловлена с добавлением новых источников в эксплуатацию.

(Приложение 1 - Заключение ГЭЭ на проект НДВ от 18.06.2024 г №: KZ60VCZ03498489, Приложение 2 – Разрешения на сжигание газа и Протокол рабочей группы).

Проект НДВ подготовлен на основании результатов проведенной Инвентаризации источников выбросов и обследования производственной площадки.

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

2026 г. – по проекту НДВ всего 341 источников загрязнения атмосферы, из которых 127 источников ЗВ являются организованными источниками и 214 источников ЗВ – неорганизованными.

В том числе:

- по проекту НДВ на 2026 год – всего **325** источников загрязнения атмосферы, из которых **121** источников ЗВ являются организованными источниками и **204** источников ЗВ – неорганизованными.

1. по рабочему проекту «Склад Добыча Нефти и Газа (ДНиГ), Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское» – **0 источников загрязнения атмосферы.**
2. по рабочему проекту «Модернизация скважины №66 месторождения Арыстановское» - **4 неорганизованных источников загрязнения атмосферы, нумерация присвоена 6214-6217.**
3. по рабочему проекту «Расширение системы поддержания пластового давления месторождения Арыстановское. I этап» – **0 источников загрязнения атмосферы.**

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 **1467.8975413 т/год.**
- по рабочему проекту «Склад Добыча Нефти и Газа (ДНиГ), Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское» составит **0 т/год.**
- по рабочему проекту «Модернизация скважины №66 месторождения Арыстановское» составит **0,579621 т/год.**
- по рабочему проекту «Расширение системы поддержания пластового давления месторождения Арыстановское. I этап» составит **0 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.

I. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ

Наименование компании: ТОО «Кен-Сары»

Юридический и фактический адрес:

130000, Мангистауская область,

город Актау, микрорайон 26, здание 17.

Телефон – 8 (7292) 202121.

Основными направлениями деятельности товарищества «Кен-Сары» является: добыча углеводородного сырья на месторождении Арыстановское в пределах блока XXXIII-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 НДВ 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:

2026 г. – по проекту НДВ всего 335 источников загрязнения атмосферы, из которых 121 источник ЗВ являются организованными источниками и 214 источников ЗВ – неорганизованными.

**Перечень стационарных источников выбросов ЗВ в атмосферу
по площадкам ТОО «Кен-Сары» на 2026 г.**

Тип источника	Производство	Номера источников
		2026 г.
Площадка 1. Вахтовый поселок		
Организованные		0001- 0009, 0065-0066 (11 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, 0103-0104, 0114-0120 (29 ед.)
Неорганизованные		6018-6026, 6140-6152 (22 ед.)
Организованные	ПСН	0050-0064 (15 ед.)
Неорганизованные		6027-6033 (7 ед.) 6192-6194 (3 ед.)
Организованные	УПГ	0069-0071, 0073-0075 (6 ед.) 0126 (1 ед.)
Неорганизованные		6037-6038 (2 ед.) 6195-6199 (5 ед.)
Организованные	ГГУ	0090-0095, 0100, 0102, 0124-0125 (10 ед.)
Неорганизованные		-
Организованные	Территория промысла (скважины)	0076-0080, 0082-0089, 0106, 0113, 0127-0128 (17 ед.)
Неорганизованные		6039-6135 (97 ед.) 6155-6157 (3 ед.) 6158-6160, 6162 (4 ед.) 6163, 6165-6166 (3 ед.) 6183-6191 (9 ед.) 6200-6207 (8 ед.) 6208 (добавлен с РООС) 6209-6213 (добавлены с РООС) 6214-6217 (добавлены с РООС)

Тип источника	Производство	Номера источников
		2026 г.
Организованные	КРС	0096, 0097, 0098, (3 ед.) 0107-0108 (2 ед.) 0109-0112 (4 ед.) 0121-0123 (3 ед.)
Неорганизованные		6136-6139 (4 ед.) 6167-6168, 6169-6172, 6173-6175, 6176-6179 6180, 6181, 6182 (3 ед.)
Организованные	РМЦ (новый участок)	0105 (1 ед.)
Неорганизованные		6153-6154 (2 ед.)
Организованные	ГРП	0201-0205 (5)
Итого организованных:		127 ед.
Итого неорганизованных:		214 ед.
ВСЕГО:		341 ед.

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 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 СЗЗ.

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 2026 г.

Месторасположение. Условия землепользования

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

Проект НДВ на 2026 год

- Проект НДВ на 2026 год был разработан в связи с добавлением новых источников с рабочих проектов строительства и с внесением изменений и дополнений в Программу развития и переработки сырого газа м/р Арыстановское.

Рисунок 1.1. Обзорная карта района расположения горного отвода предприятия ТОО «Кен-Сары»



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

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

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

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	32.6
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С	-18.0
Среднегодовая роза ветров, %	
С	15.0
СВ	12.0
В	20.0
ЮВ	17.0
Ю	5.0
ЮЗ	6.0
З	9.0
СЗ	13.0
Среднегодовая скорость ветра, м/с	5.1
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	13.1

III. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ

3.1 Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования

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.

Основные производственные показатели работы предприятия:

Согласно Протоколу №13-1-0/6636-вн от 01.11.2024 (Протокол №17/3 «23» августа 2024 года). Министерства энергетики Республики Казахстан решением Рабочей группы по выработке предложений по утверждению Программ развития переработки сырого газа,

внесению изменений и дополнений в утвержденные Программы развития переработки сырого газа согласован следующий баланс газа месторождения Арыстановское 2026 год.

Прогноз добычи нефти и газа 2026 г. по месторождению Арыстановское

Года	Добыча нефти, тыс. т	Добыча сырого газа, млн. м ³
2026 г.	472,5	64,088

**Годовые объемы сжигания газа на факельных установках
согласно разрешений на 2026 гг.**

Период	Объем сжигания в м ³	Разрешение (Приложение 2)
2026 г.	771696,904	KZ40VPC00024565 от 07.11.2024 г

Объемы сжигания газа на факельных установках по источникам на 2026 г.

Номер источника	Объем сжигания по источникам в м ³ 2026 год
№0015	237307,2
№0023	50708,15
№0034	153596,15
№0074	330 085,404
ИТОГО:	771 696,904

Характеристика фонда скважин

[illegible]

Баланс использования газа на собственные нужды на 2026 год

Наименование оборудования	Расход газа, м³/час	Количество оборудования	Время работы в 2026 г., сут	Количество газа, млн.м³	Время работы в 2027 г., сут	Количество газа, млн.м³	Время работы в 2028 г., сут	Количество газа, млн.м³
в т.ч. для работ печей нагрева нефти УПН:		4		2,224776		2,224776		2,226384
Печь подогрева нефти ПП-0,63 №1 УПН	65	1	363	0,566280	363	0,566280	363	0,566280
Печь подогрева нефти ПП-0,63 №2 УПН	61	1	363	0,531432	363	0,531432	363	0,531432
Печь подогрева нефти ПП-0,63 №3 УПН	67	1	365	0,586920	365	0,586920	366	0,588528
Печь подогрева нефти ПП-0,63 №4 УПН	62	1	363	0,540144	363	0,540144	363	0,540144
в т.ч. для работ печей нагрева нефти ГЗУ-1,2		2		0,940896		0,940896		0,940896
для работ печей нагрева нефти ПП-0,63 ГЗУ-1	54	1	363	0,470448	363	0,470448	363	0,470448
для работ печей нагрева нефти ПП-0,63 ГЗУ-2	54	1	363	0,470448	363	0,470448	363	0,470448
в т.ч. для работ печей нагрева нефти ПСН:		3		1,124664		1,124664		1,126776
Печь подогрева нефти ПБТ-1,6М №1	88	1	365	0,770880	365	0,770880	366	0,772992
Печь подогрева нефти ПБТ-1,6М №2	71	1	91	0,155064	91	0,155064	91	0,155064
Печь подогрева нефти ПБТ-1,6М №3	69	1	120	0,198720	120	0,198720	120	0,198720
в т.ч. для печи подогрева нефти ПП-0.63 на ЗУ		6		2,341248		2,341248		2,341248
Печь подогрева нефти ПП-0.63 на ЗУ-1	47	1	364	0,410592	364	0,410592	364	0,410592
Печь подогрева нефти ПП-0.63 на ЗУ-2	29	1	364	0,253344	364	0,253344	364	0,253344
Печь подогрева нефти ПП-0.63 на ЗУ-3	23	1	364	0,200928	364	0,200928	364	0,200928
Печь подогрева нефти ПП-0.63 на ЗУ-4	43	1	364	0,375648	364	0,375648	364	0,375648
Печь подогрева нефти ПП-0.63 на ЗУ-5	26	1	364	0,227136	364	0,227136	364	0,227136
Печь подогрева нефти ПП-0.63 на ЗУ-6	100	1	364	0,873600	364	0,873600	364	0,873600
для работ ЭГГ CATERPILLAR SR5 Газогенераторная установка G3516 LE (всего 10ед., в работе 9ед., в резерве 1ед.)	232	9	365	18,290880	365	18,290880	366	18,340992
Устьевой нагреватель УН-0,2М3 (Ж)	9,5	1	363	0,082764	363	0,082764	363	0,082764
Котельная в вахтовом поселке БКУ-600 (с двумя котлами, один резервный)	33	1	365	0,289080	365	0,289080	366	0,289872
Котельная на УПГ	13,5	1	361	0,116964	361	0,116964	362	0,117288
Компрессорная станция (с тремя газопоршневыми двигателями Waukesha, 2 резервных)	390	1	361	3,378960	361	3,378960	362	3,388320
Н-500 Жаротрубный нагреватель	60	1	361	0,519840	361	0,519840	362	0,521280

Наименование оборудования	Расход газа, м ³ /час	Количество оборудования	Время работы в 2026 г., сут	Количество газа, млн.м ³	Время работы в 2027 г., сут	Количество газа, млн.м ³	Время работы в 2028 г., сут	Количество газа, млн.м ³
<i>Объемы газа, используемого на собственные нужды</i>				<i>29,310072</i>		<i>29,310072</i>		<i>29,375820</i>

Баланс газа на месторождении

Год	Добыча газа, млн.м ³	Выработка товарной продукции на УПГ		Использование газа на собственные нужды, млн.м ³	Технологически неизбежное сжигание сырого газа, млн.м ³					Поставка сырого газа на УПГ, млн.м ³	Утилизация газа, %
		Для выработки сухого газа, млн.м ³	Для выработки ШФЛУ, млн.м ³		V ₆	V ₇	V ₈	V ₉	V _V		
2026	64,088000	22,775367	11,230864	29,310072	0	0,429444	0,342253	0	0,771697	62,393690	98,80%
2027	68,156000	25,934517	11,888852	29,310072	0	0,429444	0,593115	0	1,022559	66,049177	98,50%
2028	64,946000	23,349923	11,352488	29,375820	0	0,430630	0,437139	0	0,867769	63,069376	98,66%

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 ХХХIII-16-D (частично), Е (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.

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.

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 70°C 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:

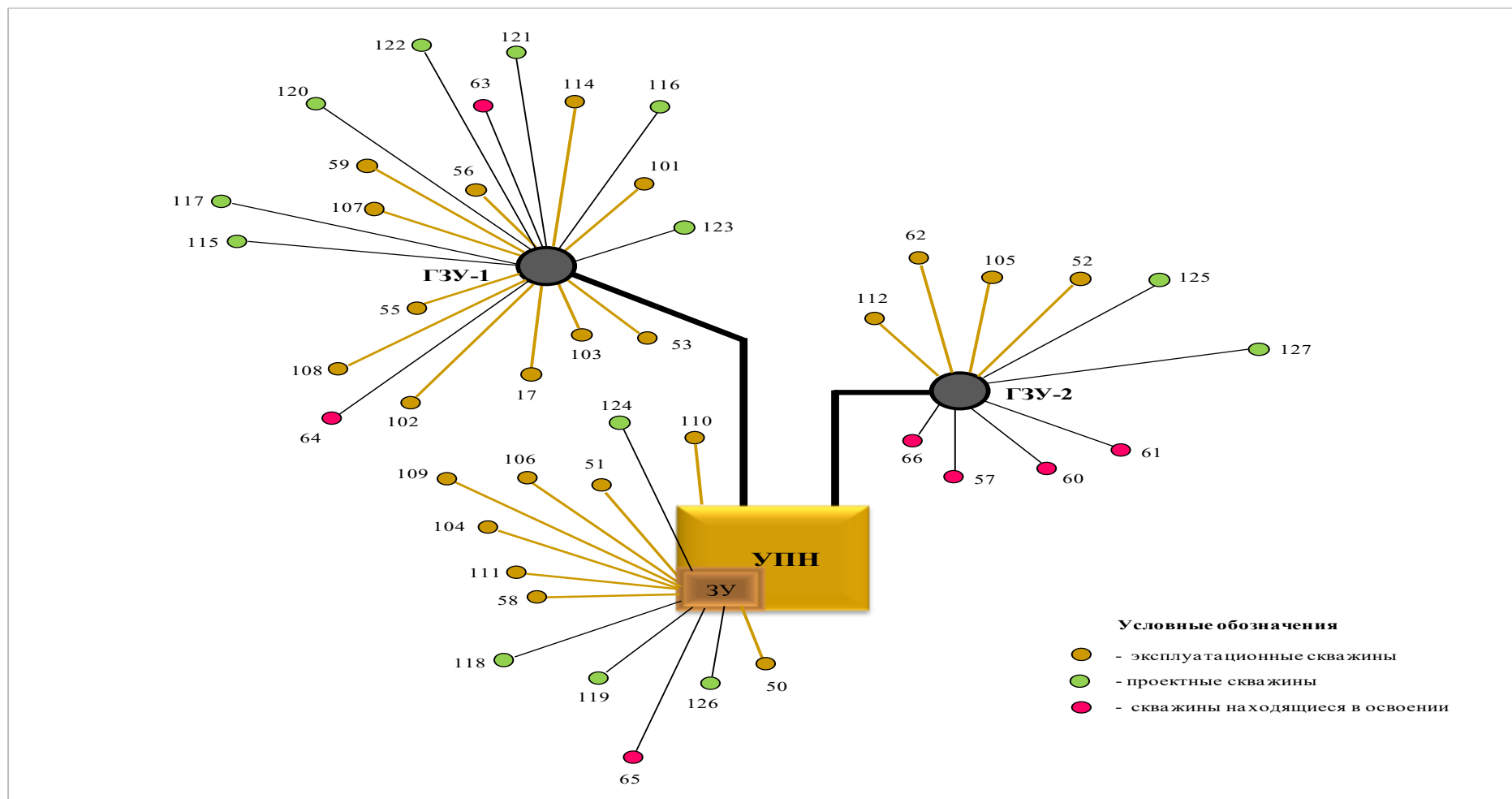
- АГЗУ типа «Мера»;
- Печь для подогрева нефти ПП-0,63А;
- Ёмкость подземная дренажная в $V=8 \text{ м}^3$;

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

Все внутриплощадочные трубопроводы на ГЗУ подземные.

Принципиальная схема системы сбора продукции скважин приведена на рисунке 3.1.

Рисунок 3.1 Принципиальная схема системы сбора продукции скважин



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) объёмом 50 м³;
- отстойник горизонтальный ОГ-50П-2 (ОГ-1/2) объёмом 50 м³;
- сепаратор концевой ступени сепарации НГС-II-1,6-1600-1-И (С-2) объёмом 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) объёмом 0.8 м³, рассчитанный на рабочее давление 0,3 МПа;
- газовые расширители (ГР-1/2) диаметром 500 мм, длиной 3 м;
- совмещённую 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) объёмом 63 м³ с полупогружным насосным агрегатом НВ-50/50;
- дренажная ёмкость ЕП-16-2000-1300-2 (ДЕ-2) объёмом 16 м³;
- дренажная ёмкость ЕП-63-3000-1-2 (ДЕ-3) объёмом 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°C 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.

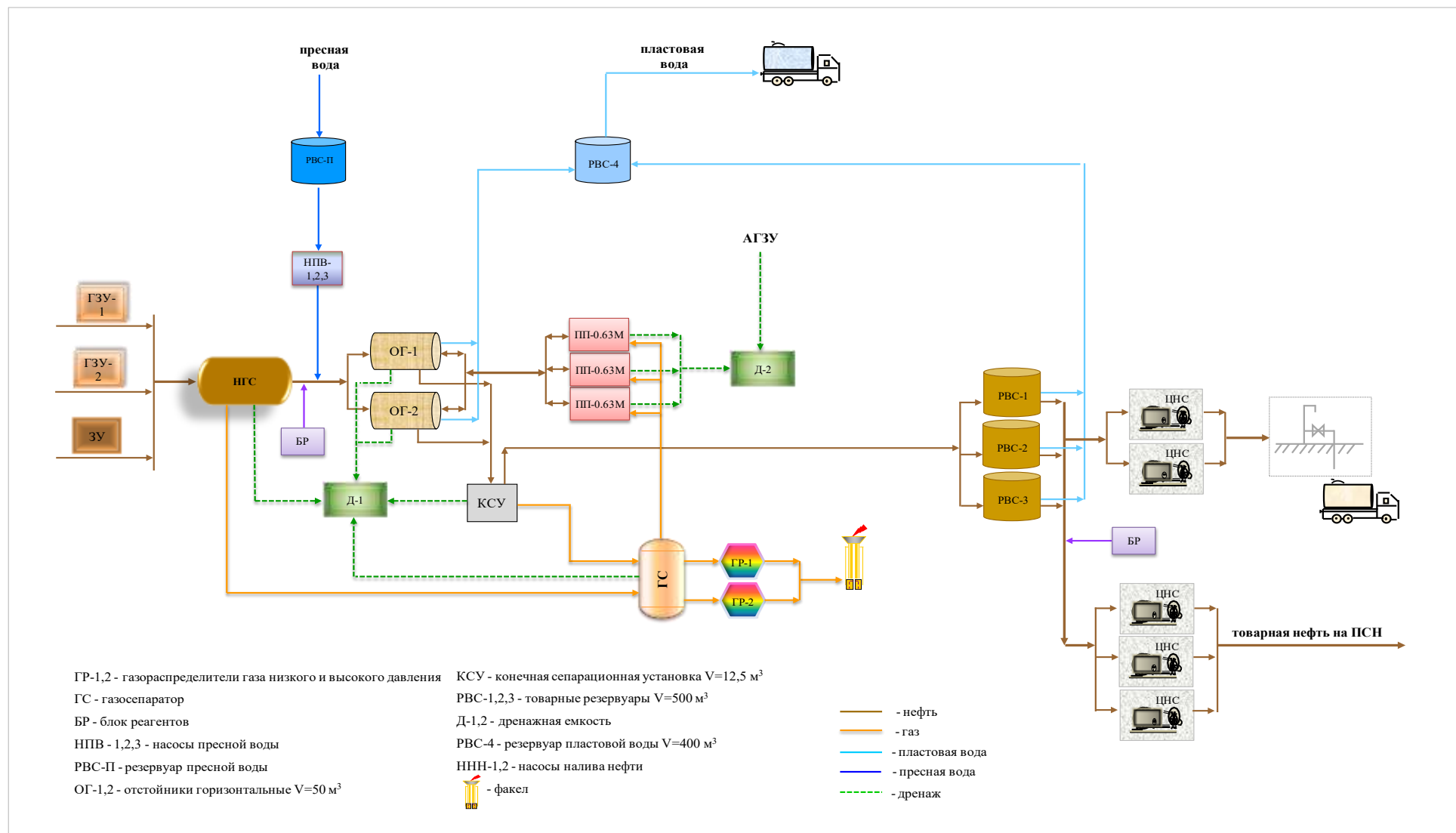


Рисунок 3.2. Принципиальная технологическая схема подготовки продукции скважин месторождения Арыстановское

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 2026 г. на площадке вахтового поселка присутствует – 15 источников выбросов ЗВ в атмосферу. Из них 12 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.

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.);
- конденсатор (1 шт.);
- насос поршневой НБ-50 (1 шт.);
- емкость накопительная V=50 м³ (2 шт.);

Производительность ГЗУ-2 составляет 700 м³/сут.

Всего на 2026 г. на площадке ГЗУ 1 присутствует – 15 источников выбросов ЗВ в атмосферу. Из них 8 источников – организованные, и 7 – неорганизованные источники выбросов.

На 2026 г. на площадке ГЗУ 2 - 27 источников выбросов ЗВ в атмосферу. Из них 9 источников – организованные, и 18 – 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°C.

Теплопроизводительность печи 0,63 Гкал/час.

Подогретая нефть из подогревателя поступает в аппараты емкостные (ГА-1/2), откуда насосами подается в коллектор или на вывод 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°C. 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 направлять 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 предназначается 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;

Установка подготовки нефти (УПН)

Проектная мощность производства составляет – 600 т/сутки.

Территория УПН функционально разделена на следующие зоны:

- административную;
- хозяйственную, с размещением на ней зданий и сооружений эксплуатационных служб;
- производственную;
- зону хранения нефти и пластовой воды (резервуарный парк);
- зону противопожарных сооружений.

Основными сооружениями являются:

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 м³;
- Лаборатория.

Сырая нефть по нефтепромысловым выкидным линиям и коллекторам поступает на манифольды УПН и замерную установку «Спутник» (ЗУ). Параметры поступающего сырья: температура – 40-45оС, давление – 0,7 МПа.

От ЗУ нефть направляется в сепаратор первой ступени сепарации НГС II-1,6-2400 (С 1) (объемом 50 м³), в котором при давлении 0,5 МПа и температуре 40оС происходит разделение нефти, газа и дренажа.

Выделившийся в сепараторе газ направляется в газовый сепаратор ГС 1-2,5-600 (V=0,8 м³), 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 Гкал/час) подогревается до температуры 70оС и через систему отстойников ОГ-50П-2 (объемом по 50 м³) поступает в концевой нефтегазовый сепаратор (КНС) объемом 12,5 мм³ с давлением 0,105 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 м³, два дозировочных насоса производительностью по 2,5 л/час при давлении 0,5МПа, электронагревательная печь ПЭТ-4-У 3.

Нефть из концевого сепаратора самотеком направляется в три резервуара хранения нефти РВС1-3 объемом по 500 м³. 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 30м³/ч.),

насосы налива нефти (Н-5/6 производительность = 30 м³/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 м³ (ЕП-63-3000-1-2) с полупогружным насосным агрегатом НВ-50/50) и подземной дренажной емкости (ЕП-16-2000-1300-2) объемом 16 м³.

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°С, 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 2026 г. на УПН присутствует – 55 источников выбросов ЗВ в атмосферу. Из них 33 источников – 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 степени 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 степени по трубопроводу диаметром 150 мм направляется в подогреватель, где происходит её нагрев до температуры 70оС. Подогреватель непрямого огня представляет собой ёмкость, заполненную промежуточным теплоносителем (пресная вода).

В трубопровод подачи нефти и в подогреватель вводятся дезэмульгаторы 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 концевого 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»).

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.

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 ЩСУ;
- площадка 2 КТП-10/0.4кВ;
- площадка дренажных емкостей;
- площадка блочных фильтров;
- площадка коммерческого узла учета нефти (КУУН);

- операторная КУУН;
- площадка дренажной емкости $V=8 \text{ м}^3$;
- 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°C. 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 КППГ-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 0,05МПа и рабочей температурой 40°C.

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°C.

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

В печах подогрева нефть подогревается до 60°C 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°C.

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°C и с давлением 5,0 МПа нефть направляется по трубопроводу диаметром 219мм 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 внутрипарковая 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°C. 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°C 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 108мм 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 C₁-C₅, 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 2026 г. на площадке ПСН присутствует – 25 источников выбросов ЗВ в атмосферу. Из них 15 источников – организованные, и 10 – неорганизованные источники выбросов.

Газопровод

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

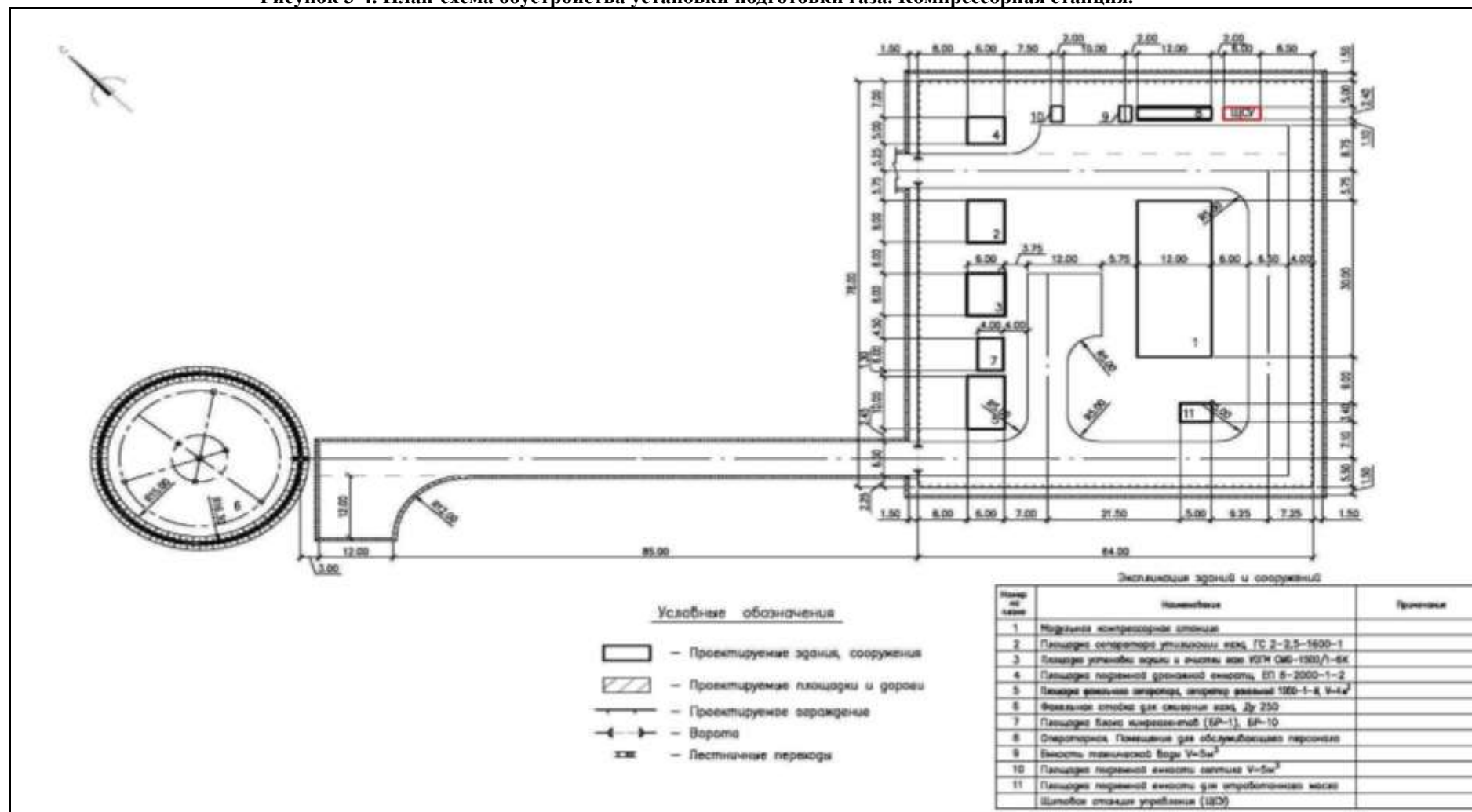
Проект предусматривает сбор, подготовку и компримирование попутного газа для дальнейшей транспортировки газа в магистральный газопровод «Окарем-Бейнеу» компании «Интергаз Центральная Азия», подача топливного газа на собственные нужды - обеспечение топливным газом печей подогрева нефти и привода компрессоров.

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.



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 дегидратации;
- ребойлер колонны дегидратации;
- 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;
- воздухоувка 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 2026 г. на УПГ присутствует – 14 источников выбросов ЗВ в атмосферу, из них 7 организованных источников; 7 - неорганизованных источников выбросов ЗВ в атмосферу.

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 2026 г. на территории промысла присутствует – 142 источника выбросов ЗВ в атмосферу, из них 18 организованных источников; 124 - неорганизованных источников выбросов ЗВ в атмосферу.

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.

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.

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

Всего на площадке на 2026 г ГГУ присутствует – 10 источников выбросов ЗВ в атмосферу, которые являются организованными источниками выбросов ЗВ.

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, патрубка 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), 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 2026 г. присутствует – 32 источников выбросов ЗВ в атмосферу, из них 12 организованных источников; 20 - неорганизованных источников выбросов ЗВ в атмосферу.

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 2026 г. присутствует – 3 источника выбросов ЗВ в атмосферу, из них 1 организованный источник; 2 - неорганизованных источников выбросов ЗВ в атмосферу.

Гидроразрыв пласта (ГРП)

Организованные источники:

- источник №0201 Дизельная насосная установка ГРП 6204;

- источник №0202 Дизельная насосная установка ГРП 6205;

- источник №0203 Дизельная насосная установка ГРП 6219;

- источник №0204 Дизельная насосная установка ГРП 6220;

- источник №0205 Дизельная насосно-смесительная установка 6305;

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:

2026 г. – по проекту НДВ всего 341 источников загрязнения атмосферы, из которых 127 источников ЗВ являются организованными источниками и 214 источников ЗВ – неорганизованными.

В том числе:

- по проекту НДВ на 2026 год – всего **341** источников загрязнения атмосферы, из которых **127** источников ЗВ являются организованными источниками и **214** источников ЗВ – неорганизованными.

1. по рабочему проекту «Склад Добыча Нефти и Газа (ДНиГ), Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское» – **0 источников загрязнения атмосферы.**
2. по рабочему проекту «Модернизация скважины №66 месторождения Арыстановское» - **4 неорганизованных источников загрязнения атмосферы, нумерация присвоена 6214-6217.**
3. по рабочему проекту «Расширение системы поддержания пластового давления месторождения Арыстановское. I этап» – **0 источников загрязнения атмосферы**

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:

2026 г. – по проекту НДВ всего 341 источников загрязнения атмосферы, из которых 127 источников ЗВ являются организованными источниками и 214 источников ЗВ – неорганизованными.

В том числе:

Добавлены следующие источники:

- 0 по рабочему проекту «Склад Добыча Нефти и Газа (ДНиГ), Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское»
- №6214-6217 по рабочему проекту «Модернизация скважины №66» месторождения Арыстановское»
- 0, по рабочему проекту «Расширение системы поддержания пластового давления месторождения Арыстановское. I этап».

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 0046, Дизель-генератор 320 кВт
Источник загрязнения N 0065, Котельная БКУ-600
Источник загрязнения N 0066, Продувочная свеча ГРПШ
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 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 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 суш.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 суш. РВС-1,2,3 (ЗРА и ФС)
Источник загрязнения N 6146, Площадка НГСВ С-1А (ЗРА и ФС)
Источник загрязнения N 6147, Площадка суш. подогревателей нефти П-1,2,3,4 (ЗРА и ФС)
Источник загрязнения N 6148, Площадка суш.газового сепаратора ГС-1 (ЗРА и ФС)
Источник загрязнения N 6149, Межплощадочные трубопроводы (ЗРА и ФС)
Источник загрязнения N 6150, Площадка суш. концевого 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, Насосы для перекачки нефти Н-201А
Источник загрязнения N 6193, Насосы для перекачки нефти Н-201В

Источник загрязнения N 6194, Насосы 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 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, Свеча сброса ШФЛУ

Источник загрязнения N 6037, ЗРА, ФС на площадке УПГ

Источник загрязнения N 6038, ЗРА, ФС технологического оборудования на УПГ

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

007-Газогенераторная установка (ГГУ):

Источник загрязнения N0090-0095, 0100, 0102, 0124, 0125, Газогенераторная установка (ГГУ)

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 0025, Дизель-генератор 22 кВт

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 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, Печь подогрева ПП-0,63 на ЗУ-6

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 N6162, Площадки устьев скважин (ЗРА и ФС)
Источник загрязнения N6163, Выкидные линии (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 скв.) (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)
Источник загрязнения N6200, Площадка путевого подогревателя нефти П-1 (ПП-0,63А)
Источник загрязнения N6201, Штанго-глубинная насосная установка (ШГНУ) (10 ед.)
Источник загрязнения N6202, Площадка устьев скважин (10 скв.) (ЗРА и ФС)
Источник загрязнения N6203, Выкидные линии от скважин (10 ед.) (ЗРА и ФС)
Источник загрязнения N6204, Площадка выкидной линии от существующей скважины №225 до проектируемого манифольда на существующей ЗУ-2 (ЗРА и ФС)
Источник загрязнения N6205, Площадка Манифольда на площадке ЗУ-2 (ЗРА и ФС)
Источник загрязнения N6206, Нефтяной коллектор Ду80 от проектируемого манифольда до входа на АГЗУ ЗУ-2 (ЗРА и ФС)
Источник загрязнения N6207, Нефтяной коллектор Ду150 от проектируемого манифольда до выходного коллектора АГЗУ ЗУ-2 (ЗРА и ФС)
Источник загрязнения N 6208, Неплотности оборудования
Источник загрязнения N 6209 Скважины (неплотности)
Источник загрязнения N 6210 Выкидные линии скважин (неплотности)
Источник загрязнения N 6211 Манифольд
Источник загрязнения N 6212 Площадка манифольда (неплотности)
Источник загрязнения N 6213 Насосное оборудование (неплотности)
Источник загрязнения N 6214 Электроцентробежный насос перекачки нефти
Источник загрязнения N 6215 Шланго-глубинная насосная установка при перекачке нефти
Источник загрязнения N 6216 Площадка добывающей скважины №66
Источник загрязнения N 6217 Площадка технологических трубопроводов на объекте ГЗУ-2

010-Капитальный ремонт скважин:

Источник загрязнения N 0096, Силовой двигатель КРАЗ
Источник загрязнения N 0097, Подъемный агрегат АПР 60/80
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, Цементируочный агрегат ЦА-320
Источник загрязнения N 0112, Дизельная электростанция АД-60С
Источник загрязнения N 0121, Дизельная электростанция ДЭС
Источник загрязнения N 0122, Агрегат цементируочный 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.

010-Гидроразрыв пласта (ГРП):

Источник загрязнения N 0096, Силовой двигатель КРАЗ
Источник №0201 Дизельная насосная установка ГРП 6204;
Источник №0202 Дизельная насосная установка ГРП 6205;
Источник №0203 Дизельная насосная установка ГРП 6219;
Источник №0204 Дизельная насосная установка ГРП 6220;
Источник №0205 Дизельная насосно-смесительная установка 6305;

3.3 Качественная и количественная характеристика источников загрязнения атмосферного воздуха

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

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

Всего на объектах месторождения Арыстановское выброс будет осуществляться:

2026 г. – по проекту НДВ всего 341 источников загрязнения атмосферы, из которых 127 источников ЗВ являются организованными источниками и 214 источников ЗВ – неорганизованными.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ от всех источников приведены в Приложении 6.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу предприятием, на 2026 г. 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 7.

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 газовоздушных 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 6.

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 дозрывоопасной 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 5⁰С применяется зимняя смазка, при температуре выше 5⁰С — 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 согласно РНД 211.2.02.02-97).

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 НДВ

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

Всего на объектах месторождения Арыстановское выброс будет осуществляться:

2026 г. – по проекту НДВ всего 341 источников загрязнения атмосферы, из которых 127 источников ЗВ являются организованными источниками и 214 источников ЗВ – неорганизованными.

Сравнительный анализ выбросов загрязняющих вещества в атмосферу по предприятию за последние 2-3 года

Лимит и факт по выбросам ЗВ в атмосферу за 3 года

№	Годы	Лимиты ЗВ, т/год	Фактические ЗВ, т/год	Срок действия разрешения	Примечание
1	2020	947,24	681,324788	с 01.01.2020 года по 31.12.2020 года	
2	2021	931,063	605,3336	с 01.01.2021 года по 31.12.2021 года	
3	2022	708,673	540,196	с 01.01.2022 года по 31.12.2022 года	
4	2023	1386,19	828,8997	с 01.01.2023 года по 31.12.2023 года	
		1338,945		с 12.07.2023 года по 31.12.2023 года	Добавлены 5 строительные работы

Фактические объемы добычи нефти и газа за последние 3 года

№	Год	Объем добычи нефти, тыс.т/год	Объем добычи газа млн.м3/год
1	2020	274,732	45,741
2	2021	284,344	46,439
3	2022	303,618	45,958
4	2023	327,931	44,410
5	2024	374,0	59,481

Прогноз добычи нефти и газа на 2026 г. по месторождению Арыстановское

Года	Добыча нефти, тыс. т	Добыча сырого газа, млн. м³
2026	472,5	64,088

Согласно представленным сравнительным данным наблюдается увеличение объемов добычи нефти и незначительное уменьшение объема добычи газа в 2026 году.

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

- по проекту НДВ составит **1467.8975413т/год.**
- по рабочему проекту «Склад Добыча Нефти и Газы (ДНиГ), Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское» составит **0 т/год.**

- по рабочему проекту «Модернизация скважины №66 месторождения Арыстановское» составит **0,579621 т/год**.
- по рабочему проекту «Расширение системы поддержания пластового давления месторождения Арыстановское. I этап» составит **0 т/год**.

Соответственно в 2026 году в связи с корректировкой проекта НДВ к валовым выбросам добавляются валовые выбросы от новых источников (рабочие проекты эксплуатации).

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

Валовые выбросы установленные в предыдущем проекте НДВ на 2026 год составляли **1467,8975413 т/год**.

Перспектива развития предприятия

На перспективу развития предприятия добавляются новые источники ЗВ в 2026 году:

На 2026 год добавлены следующие источники:

- 0 по рабочему проекту «Склад Добыча Нефти и Газы (ДНиГ), Мангистауская область, Мангистауский район месторождение Арыстановское»
- №6214-6217 по рабочему проекту «Модернизация скважины №66» месторождения Арыстановское»
- 0 по рабочему проекту «Расширение системы поддержания пластового давления месторождения Арыстановское. I этап».

В соответствии с Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10.03.2021 № 63, в расчет НДВ подлежат включению все загрязняющие вещества, образующиеся при эксплуатации стационарных источников, с указанием источника их образования и применяемой методики расчета.

В ходе профилактического контроля со стороны Департамента Экологии, при контроле выбросов от печей подогрева ПП-0,63 (ист.0033, ист.0077, ист.0078, ист.0079) был зафиксирован сероводород, который ранее не нормировался в выбросах от печей подогрева. В качестве меры по устранению выявленного нарушения, на всех печах были проведены инструментальные замеры, на основании которых в состав формируемых протоколов загрязняющих веществ был включен сероводород.

Для подтверждения наличия и количественного содержания сероводорода в составе выбросов использованы результаты протоколов испытаний, проведенных аккредитованной лабораторией (Приложение № 4).

№ источника	Наименование источника	Фактические полученные данные, мг/м3
0011	ГЗУ-1, Печь ПП-0,63	14,0
0019	ГЗУ-2, Печь ПП-0,63	17,0
0030	УПН, Печь ПП-0,63	17,0
0031	УПН, Печь ПП-0,63	19,0
0032	УПН, Печь ПП-0,63	16,0
0050	ПСН, Печь ПП-1,6М	18,0
0051	ПСН, Печь ПП-1,6М	26,0
0052	ПСН, Печь ПП-1,6М	36,0
0070	УПГ, Жаротрубный нагреватель	17,0
0076	Территория промысла (скважины), Печь ПП-0,63 (0076)	24,0

0080	ЗУ-5, Печь ПП-0,63	38,0
0113	Территория промысла (скважины), Печь ПП-0,63	32,0

Таб. 3.1. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Мангистауская обл., ТОО "Кен-Сары" 2026 г

Код загр. веще- ства	Н а и м е н о в а н и е вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне- суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Класс опас- ности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год	Значение КОВ (М/ПДК) **а	Выброс вещества, усл.т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	диЖелезо триоксид (Железа оксид) /в пересчете на железо/		0.04		3	0.27699	0.59152	14.788	14.788
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/	0.01	0.001		2	0.0043466	0.009794	19.42	9.794
0302	Азотная кислота /по молекуле HNO3/	0.4	0.15		2	0.0000175	0.00048	0	0.0032
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.4	0.06		3	6.1539249126	86.664996332	1444.4166	1444.41661
0328	Углерод (Сажа)	0.15	0.05		3	3.3577706878	5.63475413	112.6951	112.695083
0410	Метан			50		7.99682564	224.90214312	4.498	4.49804286
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5			50		44.9217145838	400.20079378	8.004	8.00401588
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10			30		6.3710941298	59.655477198	1.9885	1.98851591
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров)	1.5			4	0.19518	0.02649	0	0.01766
0602	Бензол	0.3	0.1		2	0.22340472	0.67520482	11.9747	6.7520482
0616	Ксилол (смесь изомеров о-, м-, п-)	0.2			3	0.03807424	0.22993437	1.1497	1.14967185
0621	Метилбензол (Толуол)	0.6			3	0.195688738	0.43132415	0	0.71887358
0627	Этилбензол	0.02			3	0.0046835	0.0006354	0	0.03177
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)		0.000001		1	0.00002393504	0.0001012712	2566.4105	101.2712
1716	Смесь природных меркаптанов (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) /в пересчете на этилмеркаптан/	0.00005			3	0.00000001	1.E-11	0	0.0000002
1728	Этантиол (Этилмеркаптан)	0.00005			3	0.00000013	0.0000000001	0	0.000002
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/	5	1.5		4	0.041526	0.12962	0	0.08641333
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)			0.05		0.001488	0.00072242	0	0.0144484
2754	Алканы C12-19 (Растворитель РПК-265П) /в пересчете на углерод/	1			4	5.7644448545	25.6359823	18.5338	25.6359823
2902	Взвешенные вещества	0.5	0.15		3	0.00832	0.01952	0	0.13013333

Таблица 3.1

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
Мангистауская обл., ТОО "Кен-Сары" 2026 г

Код загр. веще- ства	Н а и м е н о в а н и е вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне- суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ,мг/м3	Класс опас- ности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год	Значение КОВ (М/ПДК) **а	Выброс вещества, усл.т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния выше 70% (Динас и др.)	0.15	0.05		3	0.072	0.124416	2.4883	2.48832
2930	Пыль абразивная (Корунд белый; Монокорунд)			0.04		0.0036	0.00473	0	0.11825
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0.085	0.04		2	24.8634329717	221.86913133	73662.7553	5546.72828
0322	Серная кислота	0.3	0.1		2	0.000038	0.00115	0	0.0115
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.5	0.05		3	7.7415170345	48.677067122	973.5413	973.541342
0333	Сероводород	0.008			2	0.109900956	3.212959417	2426.3857	401.619927
0337	Углерод оксид	5	3		4	51.9209743351	388.25234186	79.5781	129.417447
0342	Фтористые газообразные соединения (гидрофторид, кремний тетрафторид) (Фтористые соединения газообразные (фтористый водород, четырехфтористый кремний)) /в пересчете на фтор/	0.02	0.005		2	0.0001458	0.0009	0	0.18
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фтористые соединения: плохо растворимые неорганические фториды (фторид алюминия, фторид кальция, гексафторалюминат натрия)) /в пересчете на фтор/	0.2	0.03		2	0.000642	0.00396	0	0.132
1325	Формальдегид	0.035	0.003		2	0.2303255563	0.9396023	1756.1826	313.200767
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола	0.3	0.1		3	0.010772	0.00179	0	0.0179

Таблица 3.1

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Мангистауская обл., ТОО "Кен-Сары" 2026 г

Код загр. вещества	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год	Значение КОВ (М/ПДК) **а	Выброс вещества, усл.т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	кремнезем и др.)								
	В С Е Г О:					160.508866835	1467.8975413	83104.8	9099.4514
Суммарный коэффициент опасности: 83104.8									
Категория опасности: 2									
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; "ПДК" - ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ; "а" - константа, зависящая от класса опасности ЗВ 2. "0" в колонке 9 означает, что для данного ЗВ М/ПДК < 1. В этом случае КОП не рассчитывается и в определении категории опасности предприятия не участвует. 3. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЙ НОРМАТИВОВ ПДВ

3.10 Расчет рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу

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 МООС № 100-П от 18.04.2008 г.

Расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проводился на программном комплексе «Эра» версии v2.0, 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, ОНД-86.

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 2026 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 8.

Таблица 2.3

Таблица групп суммаций на существующее положение
Мангистауская обл., ТОО "Кен-Сары"

Номер группы суммации	Код загрязняющего вещества	Наименование загрязняющего вещества
1	2	3
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.

2026 год

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

Мангистауская обл., ТОО "Кен-Сары"

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне- суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ,мг/м3	Выброс вещества, г/с (М)	Средневзве- шенная высота, м (Н)	М/(ПДК*Н) для Н>10 М/ПДК для Н<10	Необхо- димость прове- дения 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		4,4302979129	6,49	11,0757	Да
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,15	0,05		0,7071042056	5,55	4,714	Да
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		20,8407077325	4,99	4,1681	Да
0410	Метан (727*)			50	6,33901246	4,56	0,1268	Да
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50	40,8866137978	12,1	0,0675	Да
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30	4,9134947848	10,1	0,0163	Да
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)	1,5			0,1368	4,28	0,0912	Нет
0602	Бензол (64)	0,3	0,1		0,15828492	4,84	0,5276	Да
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2			0,02772556	5,2	0,1386	Да
0621	Метилбензол (349)	0,6			0,137488378	4,71	0,2291	Да
0627	Этилбензол (675)	0,02			0,003642	4,06	0,1821	Да
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)		0,000001		0,00001595174	4,2	1,5952	Да

	(54)							
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	0,00005			1,0000000E-08	4	0,0002	Нет
1728	Этантиол (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
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0,05	0,001488	2	0,0298	Нет
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4,0237159656	4,07	4,0237	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	0,48	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	0,09	Нет
Вещества, обладающие эффектом суммарного вредного воздействия								
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		15,2817194674	4,61	76,4086	Да
0322	Серная кислота (517)	0,3	0,1		0,000038	3,5	0,0001	Нет
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ,	0,5	0,05		4,5881726452	4,32	9,1763	Да

	Сера (IV) оксид) (516)							
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008			0,107057696	6,8	13,3822	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		0,157822223	4,18	3,1564	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: Сумма(Н_і*М_і)/Сумма(М_і), где Н_і - фактическая высота ИЗА, М_і - выброс ЗВ, г/с								
2. При отсутствии ПДКм.р. берется ОБУВ, при отсутствии ОБУВ - ПДКс.с.								

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.

План технических мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу с целью достижения нормативов допустимых выбросов

Наименование мероприятий	Наименование вещества	N источника выброса на карте схеме объекта	Значение выбросов				Сроки выполнения мероприятий		Затраты на реализацию мероприятий	
			до реализации мероприятия		после реализации мероприятия		начало	окончание	капиталовлож.	основ-ная деятельность
			г/сек	т/год	г/сек	т/год				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Снижение топлива подъемный агрегат (ДЭС)	(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0096	0,3349333333	2,21696	0,25119999998	1,66272	3кв 2026	4кв 2026		
		0098	0,3349333333	1,84096	0,25119999998	1,38072				
		0107	0,375466667	1,27008	0,28160000025	0,95256				
		0108	0,375466667	1,25376	0,28160000025	0,94032				
		0109	0,512	1,88384	0,384	1,41288				
		0110	0,512	1,88384	0,384	1,41288				
		0111	0,2816	1,67968	0,2112	1,25976				
		0112	0,32	1,88384	0,24	1,41288				
		0121	0,8533333333	0,2688	0,63999999975	0,2016				
		0122	0,3776	0,56768	0,2832	0,42576				
		0123	0,375466667	0,97696	0,28160000025	0,73272				
	(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0096	0,0544266667	0,360256	0,04082000003	0,270192				
		0098	0,544266667	0,299156	0,40820000025	0,224367				
		0107	0,061013333	0,206388	0,04575999975	0,154791				
		0108	0,061013333	0,203736	0,04575999975	0,152802				
		0109	0,0832	0,306124	0,0624	0,229593				
		0110	0,0832	0,306124	0,0624	0,229593				
		0111	0,04576	0,272948	0,03432	0,204711				
		0112	0,052	0,306124	0,039	0,229593				
		0121	0,138666667	0,04368	0,10400000025	0,03276				
		0122	0,06136	0,092248	0,04602	0,069186				

		0123	0,061013333	0,158756	0,04575999975	0,119067				
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0096	0,0218055556	0,13856	0,0163541667	0,10392				
		0098	0,0218055556	0,11506	0,0163541667	0,086295				
		0107	0,024444444	0,07938	0,018333333	0,059535				
		0108	0,024444444	0,07836	0,018333333	0,05877				
		0109	0,033333333	0,11774	0,02499999975	0,088305				
		0110	0,033333333	0,29435	0,02499999975	0,2207625				
		0111	0,018333333	0,10498	0,01374999975	0,078735				
		0112	0,0208333	0,11774	0,015624975	0,088305				
		0121	0,055555556	0,0168	0,041666667	0,0126				
		0122	0,024583333	0,03548	0,01843749975	0,02661				
		0123	0,024444444	0,06106	0,018333333	0,045795				
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0096	0,052333333	0,3464	0,03924999998	0,2598				
		0098	0,052333333	0,28765	0,03924999998	0,2157375				
		0107	0,058666667	0,19845	0,04400000025	0,1488375				
		0108	0,058666667	0,1959	0,04400000025	0,146925				
		0109	0,08	0,29435	0,06	0,2207625				
		0110	0,08	0,29435	0,06	0,2207625				
		0111	0,044	0,26245	0,033	0,1968375				
		0112	0,05	0,29435	0,0375	0,2207625				
		0121	0,133333333	0,042	0,09999999975	0,0315				
		0122	0,059	0,0887	0,04425	0,066525				
		0123	0,058666667	0,15265	0,04400000025	0,1144875				
(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0096	0,2703888889	1,80128	0,20279166668	1,35096				
		0098	0,2703888889	1,49578	0,20279166668	1,121835				
		0107	0,303111111	1,03194	0,22733333325	0,773955				
		0108	0,303111111	1,01868	0,22733333325	0,76401				
		0109	0,413333333	1,53062	0,30999999975	1,147965				
		0110	0,413333333	1,53062	0,30999999975	1,147965				
		0111	0,227333333	1,36474	0,17049999975	1,023555				

		0112	0,2583333	1,53062	0,193749975	1,147965				
		0121	0,688888889	0,2184	0,51666666675	0,1638				
		0122	0,304833333	0,46124	0,22862499975	0,34593				
		0123	0,303111111	0,79378	0,22733333325	0,595335				
	(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0096	0,0000005233	0,0000038104	0,00000039248	0,0000028578				
		0098	0,0000005233	0,0000031642	0,00000039248	0,00000237315				
		0107	0,000000587	0,000002183	0,00000044025	0,00000163725				
		0108	0,000000587	0,000002155	0,00000044025	0,00000161625				
		0109	0,0000008	0,0000032	0,0000006	0,0000024				
		0110	0,0000008	0,0000032	0,0000006	0,0000024				
		0111	0,00000044	0,0000029	0,00000033	0,000002175				
		0112	0,0000005	0,0000032	0,000000375	0,0000024				
		0121	0,000001333	0,000000462	0,00000099975	0,0000003465				
		0122	0,00000059	0,000000976	0,0000004425	0,000000732				
		0123	0,000000587	0,000001679	0,00000044025	0,00000125925				
	(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)	0096	0,0052333333	0,03464	0,00392499998	0,02598				
		0098	0,0052333333	0,028765	0,00392499998	0,02157375				
		0107	0,005866667	0,019845	0,00440000025	0,01488375				
		0108	0,005866667	0,01959	0,00440000025	0,0146925				
		0109	0,008	0,029435	0,006	0,02207625				
		0110	0,008	0,029435	0,006	0,02207625				
		0111	0,0044	0,026245	0,0033	0,01968375				
		0112	0,005	0,029435	0,00375	0,02207625				
		0121	0,013333333	0,0042	0,00999999975	0,00315				
		0122	0,0059	0,00887	0,004425	0,0066525				
		0123	0,005866667	0,015265	0,00440000025	0,01144875				
	(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)	0096	0,1264722222	0,83136	0,09485416665	0,62352				

	0098	0,1264722222	0,69036	0,09485416665	0,51777				
	0107	0,141777778	0,47628	0,1063333335	0,35721				
	0108	0,141777778	0,47016	0,1063333335	0,35262				
	0109	0,193333333	0,70644	0,14499999975	0,52983				
	0110	0,193333333	0,70644	0,14499999975	0,52983				
	0111	0,106333333	0,62988	0,07974999975	0,47241				
	0112	0,1208333	0,70644	0,090624975	0,52983				
	0121	0,322222222	0,1008	0,2416666665	0,0756				
	0122	0,142583333	0,21288	0,10693749975	0,15966				
	0123	0,141777778	0,36636	0,1063333335	0,27477				
	В целом по объекту в результате всех мероприятий:		12,5144271675	40,8195519296	9,38582037563	30,6146639472			

По источникам КРС пересмотрены и снижены выбросы ЗВ с учетом фактических выбросов ЗВ и расходов топлива на оборудовании. Выбросы ЗВ от указанных источников снижены на 25%

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 2026 г. представлены в таблице 3.6 в Приложении 9.

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 ПДВ

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.

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

Предотвращению опасного загрязнения воздуха в периоды неблагоприятных метеоусловий (НМУ) способствует регулирование выбросов или их кратковременное снижение. 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.

РНД 52.04.52-85 предусматривает разработку мероприятий для источников, дающих наибольший вклад в общую сумму загрязнения атмосферы.

Учитывая то, что выбросы загрязняющих веществ в атмосферу не превышают предельно допустимых значений, мероприятия на период неблагоприятных метеорологических условий разработаны только для двух режимов работы.

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.

6 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» (РД 52.04.186-89).

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 $H > 10$ м;

$M/ПДК > 0,10$ при $H < 10$ м.

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 10.

7 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 3932 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 ^і , тенге
1	2	3	4	5	6
0123	Железо (II, III) оксиды	0,59152	30	3932	69775,7
0143	Марганец и его соединения	0,009794	0	3932	0
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	213,7547	20	3932	16809667
0302	Азотная кислота (5)	0,00048	0	3932	0
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	80,11877	20	3932	6300540
0322	Серная кислота (517)	0,00115	0	3932	0
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	5,811954	24	3932	548462,5
0330	Сера диоксид	45,90983	20	3932	3610349
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,039719	124	3932	19365,69
0337	Углерод оксид	360,419	0,32	3932	453493,6
0342	Фтористые газообразные соединения	0,0009	0	3932	0
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,00396	0	3932	0
0410	Метан (727*)	191,598	0,02	3932	15067,27
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	335,9285	0,32	3932	422678,7
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	35,88349	0,32	3932	45150,05
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)	0,04422	0	3932	0
0602	Бензол (64)	0,378722	0,32	3932	476,5232
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	0,133695	0,32	3932	168,2199
0621	Метилбензол (349)	0,238746	0,32	3932	300,3995
0627	Этилбензол (675)	0,012435	0,32	3932	15,64672
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,000101	996600	3932	393824
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,929652	332	3932	1213590
1716	Смесь природных меркаптанов	1,00E-11	0	3932	0
1728	Этантiol (668)	1,00E-10	0	3932	0
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый)	0,12962	0,32	3932	163,0931
2735	Масло минеральное нефтяное	0,000722	0,32	3932	0,908978
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С	25,35485	0,32	3932	31902,48
2902	Взвешенные частицы	0,01952	10	3932	767,5264
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0,124416	10	3932	4892,037
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись	0,00179	10	3932	70,3828

	кремния в %: 70-20				
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	0,00473	10	3932	185,9836
	ВСЕГО:	1467.8975413			29 940 907

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 ^і , тенге
1	2	3	4	5	6
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2,33345661	200	3932	1 835 030
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,3791866	200	3932	298 192
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1,9445472	240	3932	1 835 030
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	19,44547183	14,6	3932	1 116 310
0410	Метан (727*)	0,48613674	0,8	3932	1 529
	ВСЕГО:	24,58879898			5 086 092

Планируемая плата за выбросы загрязняющих веществ в 2026 г. приведены по ставкам на 2026 г.:

- от стационарных источников – **29 940 907** тенге;
- от факельных установок – **5 086 092** 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 потребуются пересчет платежей за эмиссии в окружающую среду.

Перечень используемых источников

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 МОСиВР 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.