УТВЕРЖДАЮ
Главный технолог
ООО «ЗапСибНефтехим»
Неустроев А.А.
«09» 04 2026 г.

ПРОЕКТНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

климатического проекта

«Подача сдувок колонн Кт-118 установки БК-3, производства изобутилена и МТБЭ, на продувку факельных коллекторов М-1, М-2, М-3»

Тобольск, 2026

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗДЕЛ А. Общее описание проекта....3

РАЗДЕЛ Б. Критерии отнесения к климатическим проектам....13

РАЗДЕЛ В. Описание базовой линии и проектного сценария....16

РАЗДЕЛ Г. План мониторинга....20

РАЗДЕЛ Д. Количественная оценка сокращения/предотвращения выбросов парниковых газов в результате реализации проекта....38

РАЗДЕЛ Е. Сроки реализации проекта....41

РАЗДЕЛ Ж. Описание потенциальных рисков невыполнения мероприятий проекта и мер по их минимизации....42

РАЗДЕЛ З. Сведения об оценке воздействия проекта на окружающую среду....42

РАЗДЕЛ А. Общее описание проекта

А.1. Сведения об исполнителе проекта, о названии и типе проекта

1	Название проекта	Подача сдувок колонн Кт-118 установки БК-3, производства изобутилена и МТБЭ, на продувку факельных коллекторов М-1, М-2, М-3
2	Тип проекта	Комплекс мероприятий, направленных на сокращение выбросов парниковых газов
3	Сведения о сфере деятельности, в которой осуществляется проект, в соответствии с Общероссийским классификатором видов экономической деятельности	19.20 Производство нефтепродуктов
4	Дата принятия решения об осуществлении финансового обеспечения реализации мероприятий проекта, в том числе в форме решения собрания акционеров или получения разрешения на строительство	10.03.2023[1]
5	Дата начала проектной деятельности	24.10.2025[2]
6	Срок реализации проекта	24.10.2025-24.07.2036
7	Зачётный период проекта	25.07.2026[3]-24.07.2036 10 лет без возможности продления
8	Исполнитель климатического проекта:	Общество с ограниченной ответственностью «ЗапСибНефтехим» (ООО ЗапСибНефтехим)
8.1	**Сведения об юридическом лице**	
8.1.1	Наименование	Общество с ограниченной ответственностью «ЗапСибНефтехим» (ООО ЗапСибНефтехим)
8.1.2	Организационно-правовая форма	Общество с ограниченной ответственностью
8.1.3	Основной государственный регистрационный номер и дата его присвоения (при наличии) (для российского юридического лица); дата государственной регистрации (при наличии) (для иностранного юридического лица);	1071690035185
8.1.4	Адрес места нахождения	626150, Тюменская Область, г. Тобольск, тер Восточный Промышленный Район-квартал 9, д. 1/1
8.1.5	Идентификационный номер налогоплательщика	1658087524

[1] Решение о переводе проекта на Этап 2 «Подготовка к реализации» и выделении финансирования
[2] ПРОГРАММА ОПЭ по продувке факельных коллекторов М-1, М-2, М-3 абгазами колонн Кт-118 установки БК-3 производства изобутилена и МТБЭ, согласно проекта Z23032 «Подача абгазов колонн Кт-118 установки БК-3 производства изобутилена и МТБЭ на продувку факельных коллекторов М-1, М-2, М-3»

8.1.6	Сведения об осуществляемых видах экономической деятельности в соответствии с Общероссийским классификатором видов экономической деятельности	20.16 Производство пластмасс и синтетических смол в первичных формах 19.20 Производство нефтепродуктов
8.1.7.	Правовые основания осуществления проектной деятельности	ООО «ЗапСибНефтехим» является инициатором проектной деятельности и владельцем активов, на которых осуществляется проектная деятельность
9	Общая масса сокращения выбросов ПГ / предотвращение выбросов ПГ / поглощения ПГ по результатам реализации проекта, т CO_2-экв.	171 419
10	Сокращение выбросов ПГ / предотвращение выбросов ПГ / поглощения ПГ, среднегодовая масса, т CO_2-экв.	17 141
11	Контактное лицо по проекту (фамилия, имя, отчество (при наличии), почтовый адрес, телефон, адрес электронной почты (при наличии)	Маринин Артем Валерьевич Руководитель блока «Климатические решения» 117218, Москва, ул.Кржижановского, 16/1 8 937 732 74 61 Marininav@sibur.ru

A.2. Краткое описание проекта

A.2.1 Цель реализации проекта

Целью проекта является снижение выбросов парниковых газов в результате полного замещения природного газа абгазом Кт-118 для продувки факельных коллекторов факельных установок М-1.

A.2.2 Роли и обязанности, включая контактную информацию инициатора проекта и других участников проекта, включая предполагаемых пользователей, роли и контакты соответствующих регулирующих органов, администраторов программы по ПГ, к которой относится проекта

Проектная деятельность реализуется по инициативе ООО «ЗапСибНефтехим» с целью сокращения выбросов парниковых газов в результате полного замещения природного газа абгазом Кт-118 для продувки факельных коллекторов факельных установок М-1 на производстве по переработке ШФЛУ, производствах ИИФ и «Бутадиен».

Инициатор проекта: ООО «ЗапСибНефтехим»

Место нахождения инициатора: 626150, Тюменская Область, г. Тобольск, тер Восточный Промышленный Район-квартал 9, д. 1/1

Ответственный исполнитель: Дмитриев Владимир Николаевич, Энергоменеджер, Служба главного Технолога ООО «ЗапСибНефтехим», DmitrievVlN@tobolsk.sibur.ru

A.3. Характеристики проекта

A.3.1. Место реализации проекта

Деятельность по проекту осуществляется в Российской Федерации в Тюменской области на промышленных площадках ООО «ЗапСибНефтехим».

ООО «ЗапСибНефтехим» — предприятие по переработке углеводородного сырья и выпуску полимеров, входящее в состав СИБУРа.

ООО «ЗапСибНефтехим» осуществляет прием и переработку широкой фракции легких углеводородов, которая поступает на предприятие по продуктопроводу с западносибирских газоперерабатывающих заводов СИБУРа и других компаний. В дальнейшем на газофракционирующей установке сырье разделяется на отдельные фракции: пропан, бутан, изобутан и т. д. Вещества проходят дополнительные стадии переработки, после чего получаются сжиженные углеводородные газы и мономеры — бутадиен и изобутилен, которые поступают на нефтехимические предприятия СИБУРа. Изобутилен также используется «ЗапСибНефтехим» для выработки метил-трет-бутилового эфира. Из пропана на полимерном производстве получают высококачественные марки полипропилена.

Помимо основного производственного процесса ООО «ЗапСибНефтехим» обслуживает тепловую электростанцию в г. Тобольске, которая является ключевым поставщиком тепла и электричества для г. Тобольска, единственным производителем и поставщиком

технологического пара для производства.

Рис. А.3.1-1. Тюменская область на карте Российской Федерации

Рис. А.3.1-2. Предприятие ООО «ЗапСибНефтехим», на котором реализуется проектная деятельность

Рис. А.3.1-3. Участок «ЗапСибНефтехим», на котором реализуется проектная деятельность, 58.237394, 68.451364, кадастровый номер 72:24:0000000:6609

А.3.2. Применяемые технологии, продукция и мероприятия, предусмотренные проектом

Проектом технического перевооружения предусмотрено полное замещение природного газа абгазом Кт-118 для продувки факельных коллекторов факельных установок М-1 (установка ГФ-1, производство по переработке ШФЛУ), М-2 (установка ГФ-2, производство по переработке ШФЛУ), М-3 (установка ДБО-2, производство Бутадиен).

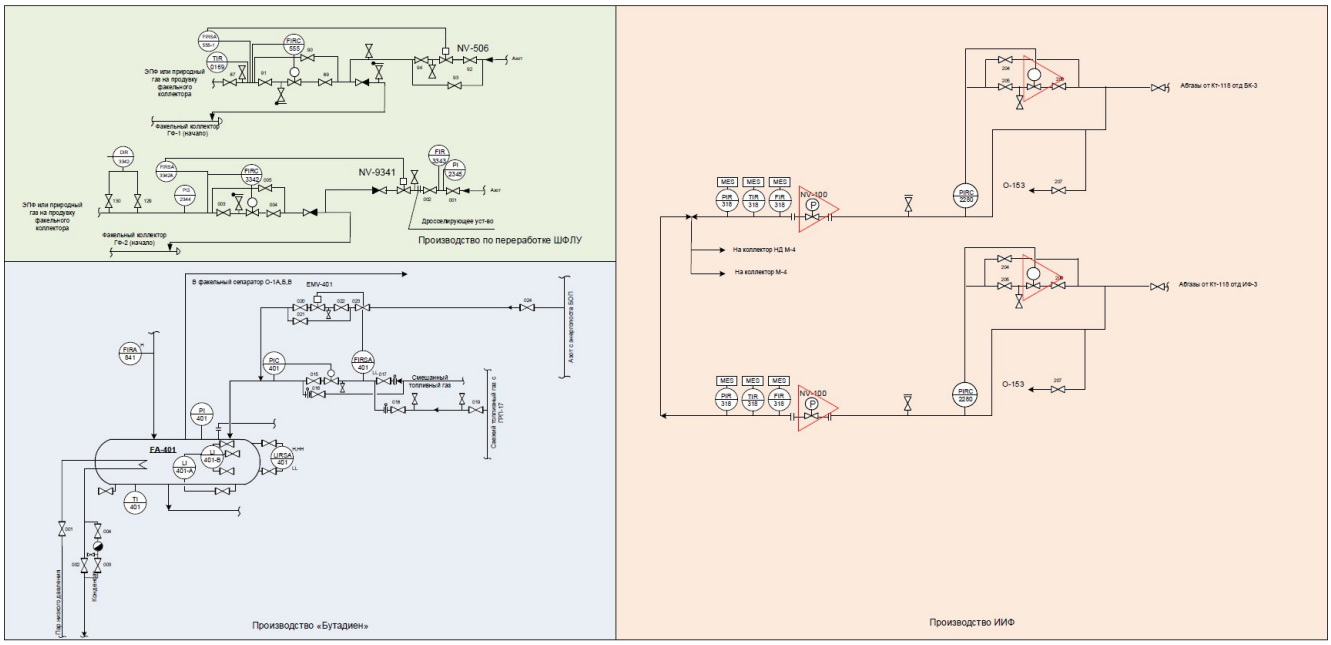


Рисунок А.3.2.1. Технологическая схема до реализации проекта

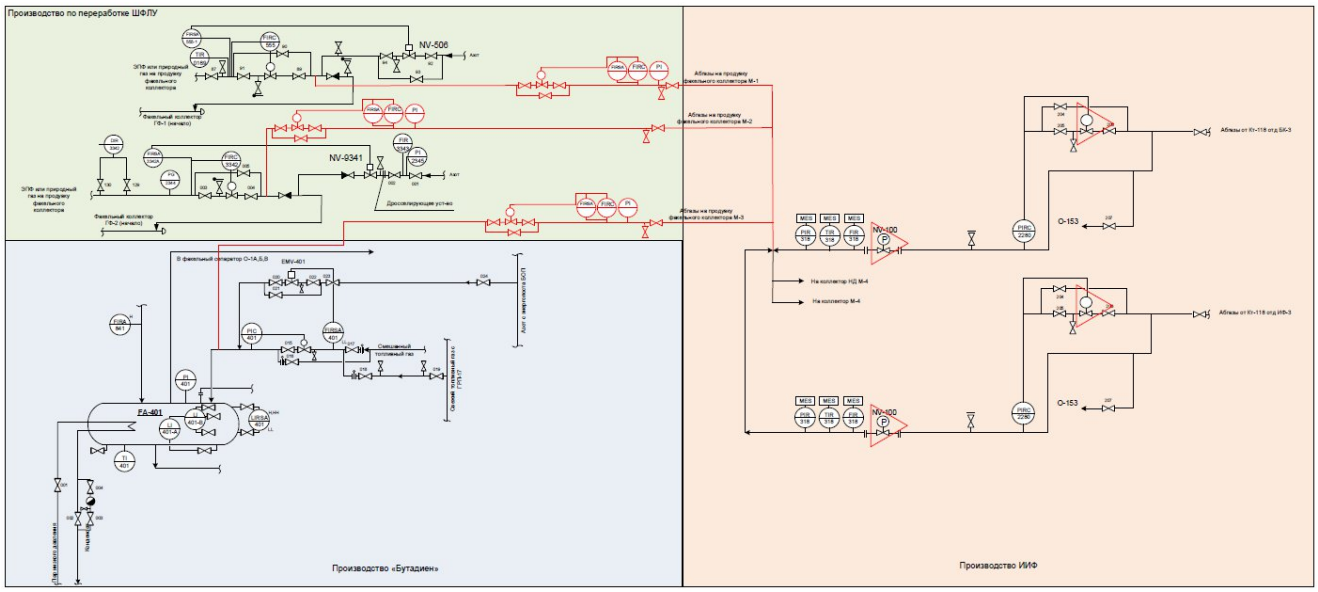


Рисунок А.3.2.2. Технологическая схема после реализации проекта

Процесс обработки контактного газа включает последовательное прохождение через несколько этапов, обеспечивающих конденсацию целевых компонентов и снижение энергопотребления. Газ поступает в аппараты воздушного охлаждения Т-114/1,2, где охлаждается до температуры не выше 50°С, затем подается в пропановые испарители Т-117/1-3, охлаждаясь до 15°С. Здесь происходит конденсация углеводородов за счет испарения жидкого пропана, обеспечивая значительную экономию энергии благодаря использованию низкокипящего хладагента.

Конденсат собирается в емкостях Е-115/1,2, откуда откачивается насосами Н-116/1,2 для дальнейшего разделения в колонне Кт-130. Оставшийся газ направляется в колонну абсорбера Кт-118, где происходит извлечение углеводородов С4. Неабсорбированные газы отправляются на факел.

Характеристика сырья, выпускаемой продукции и энергосредств:

Наименование сырья, материалов, полупродуктов и энергоресурсов	**Номер государственного стандарта или технических условий, стандарта предприятия**	**Показатели качества, обязательные для проверки**	**Регламентируемые показатели**
Абгаз (неабсорбированный газ) Кт-118	Состав абгазов с колонны Кт-118, спецификация 3619	Покомпонентный состав (% масс.)	
		Водород	17,6
		Метан	20,6
		Углеводороды С2	9,1
		Пропан	-
		Пропилен	-
		Углеводороды С3	5,3
		Изобутилен	5,1
		Изобутан	2,4
		Н-бутан	-
		Бутадиен	-
		Окиси углерода	6,9
		Двуокиси углерода	8,2
		Азот	Не норм.
Азот газообразный	ГОСТ 9293-74 с изм. №1,2,3	Объемная доля кислорода, % не более	0,05
		Объемная доля азота, % не менее	99,95
Топливный газ из сети предприятия	ГОСТ 5542-2014	Компонентный состав, м.д.,%	Не нормируется
		Низшая теплота сгорания при стандартных условиях, МДж/м3 (ккал/м3),не менее	31,8
		Область значений числа Воббе (высшего), при стандартных условиях, МДж/м3	41,2-54,5

		(ккал/м3)	
		Отклонение числа Воббе от номинального значения, %, не более	5
		Массовая концентрация сероводорода, г/м3, не более	0,02
		Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м3, не более	0,036
		Молярная доля кислорода, %, не более	0,05
		Массовая концентрация механических примесей, г/м3, не более	0,001

Ключевым проектным решением, направленным на повышение энергоэффективности и ресурсосбережения, является утилизация абгаза с верха колонны Кт-118. Вместо сжигания на факеле (которое сохраняется как аварийный режим при превышении содержания азота более 24,8%), проектом предусмотрено его использование в качестве топливного или продувочного газа.

Для реализации этой схемы выполняется реконструкция трубопроводной обвязки:

- Выполняется расшивка узких мест: замена байпаса регулирующего клапана PV-2012 и участка трубопровода подачи абгаза на продувку факелов М-1,2,3,4 на диаметр Ду80 для обеспечения необходимой пропускной способности (не менее 1600 нм³/ч).
- Устанавливаются новые отсекатели (ENV-99, KNV-99) для автоматического прекращения подачи абгаза по сигналам противоварийной защиты (ПАЗ).
- Монтируются новые линии подачи абгаза Ду50 к коллекторам М-1, М-2 и М-3.

Для факельного коллектора М-1 (установка ГФ-1) абгаз замещает существующий продувочный газ (природный газ или ЭПФ). Врезка осуществляется после регулирующего клапана FV555-1. Расход абгаза контролируется новым регулятором FIRC-885. В случае снижения расхода абгаза до аварийного минимума (49,5 нм³/ч) система автоматически открывает существующий отсекатель подачи азота NV-506 для

поддержания безаварийного режима.

Для факельного коллектора М-2 (установка ГФ-2) абгаз замещает топливный газ, подаваемый на продувку. Врезка выполняется после регулирующего клапана FV-3342. Контроль расхода осуществляется новым прибором FIRC-4155. При падении расхода абгаза ниже 400 нм³/ч открывается отсекатель подачи азота NV-9341.

Для факельного коллектора М-3 (установка ДБО-2) абгаз подается на продувку сепаратора FA-401, замещая смешанный топливный газ. Расход регулируется новым клапаном FIRC-402. Минимально допустимый расход абгаза составляет 300 нм³/ч; при его снижении система ПАЗ открывает подачу азота через отсекатель EMV-401.

Установка газоразделения (БК-3) входит в состав производства изобутилена и МТБЭ. БК-3 предназначена для компримирования контактного газа и выделения из контактного газа изобутан-изобутиленовой фракции, разделения фракции на изобутилен (БК-4) и получение МТБЭ (МТБ-1).

Установки ГФ-1, ГФ-2 производства по переработке ШФЛУ (ЦГФУ) предназначена для разделения методом ректификации нестабильного газового бензина на фракции индивидуальных углеводородов (этан-пропановую, пропановую, изобутановую, н-бутановую, н-пентановую, изопентановая фракция, гексановая фракция, бензин газовый стабильный).

Установка дегидрирования бутана ДБО-2 входит в состав производства Бутадиен, предназначена для получения бутадиена одностадийным дегидрированием н-бутана под вакуумом.

А.4. Сведения о проведении и результатах консультаций по вопросу целесообразности проекта (при наличии)

Проектной документацией не предусматривается отчуждение и изъятие земель в постоянное пользование. Реализация проекта осуществляется в пределах существующей территории промышленных площадок ООО «ЗапСибНефтехим». Таким образом, проведение общественных слушаний не требуется.

А.5. Методология

Для количественной оценки сокращения выбросов парниковых газов в результате реализации проекта используется методологические рекомендации, представленные в Приказе Минприроды России от 27.05.2022 № 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов» (далее – Приказ № 371). Для обоснования дополнительности проектной деятельности используется Руководство № 001 «Обоснование дополнительности проектной деятельности».

А.6. Перечень объектов хозяйственной и иной деятельности, сопровождающейся выбросами парниковых газов, а также иных объектов, которые обеспечивают сокращение выбросов парниковых газов.

Таблица А.6-1. Источники выбросов парниковых газов, связанных с проектом

Категория источников	Объекты хозяйственной и иной деятельности	Источники выбросов ПГ	Вид ПГ	Включен / не включен в границы проекта	Описание и обоснование
Источники выбросов ПГ по базовой линии	Факельные коллекторы факельных установок М-1 (установка ГФ-1, производство по переработке ШФЛУ), М-2 (установка ГФ-2, производство по переработке ШФЛУ), М-3 (установка ДБО-2, производство Бутадиен).	Сжигание природного газа при продувке факельных коллекторов факельных установок	CO_2 CH_4 N_2O	Включен Включен Не включен	Продувки факельных коллекторов установок М-1, М-2 и М-3 сопровождаются выбросами ПГ от сжигания природного газа в качестве продувочного газа. Согласно Приложению №1 к Приказу Минприроды России от 27.05.2022 № 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов» (далее – Приказ Минприроды № 371), источник принят как «Факельное сжигание», в связи с чем в границы расчета входят CO_2 и CH_4
Источники выбросов ПГ в результате реализации мероприятий проекта	Факельные коллекторы факельных установок М-1 (установка ГФ-1, производство по переработке ШФЛУ), М-2 (установка ГФ-2, производство по переработке ШФЛУ), М-3 (установка ДБО-2, производство Бутадиен).	Сжигание отдувок с верха колонн КТ-118 на факеле после перевода абгазов для продувки факельных коллекторов установок М-1, М-2 и М-3	CO_2 CH_4 N_2O	Включен Включен Не включен	В результате реализации проектных мероприятий природный газ полностью заменяется на абгазы с верха колонны КТ-118, которые в базовом сценарии сжигаются на факеле в качестве отхода, что позволяет сократить выбросы ПГ за счет сокращения потребления природного газа. Согласно Приложению №1 к Приказу Минприроды № 371, источник принят как «Факельное сжигание», в связи с чем в границы расчета входят CO_2 и CH_4

Рис. А.5-1 Границы проекта, начало. Базовая линия

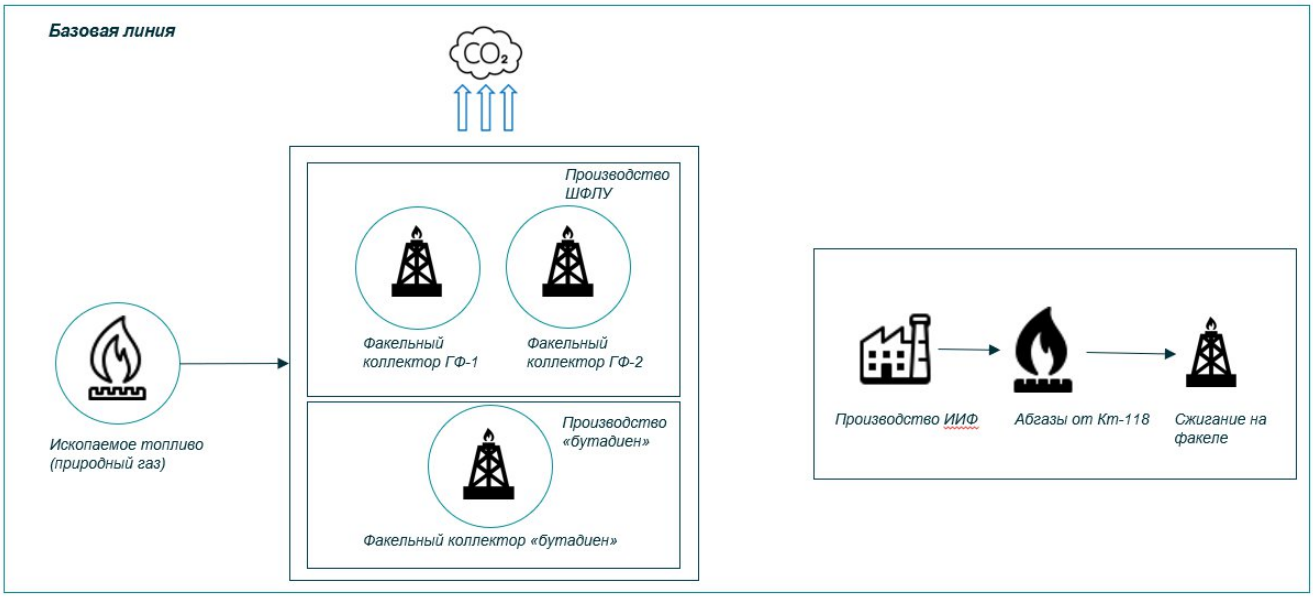
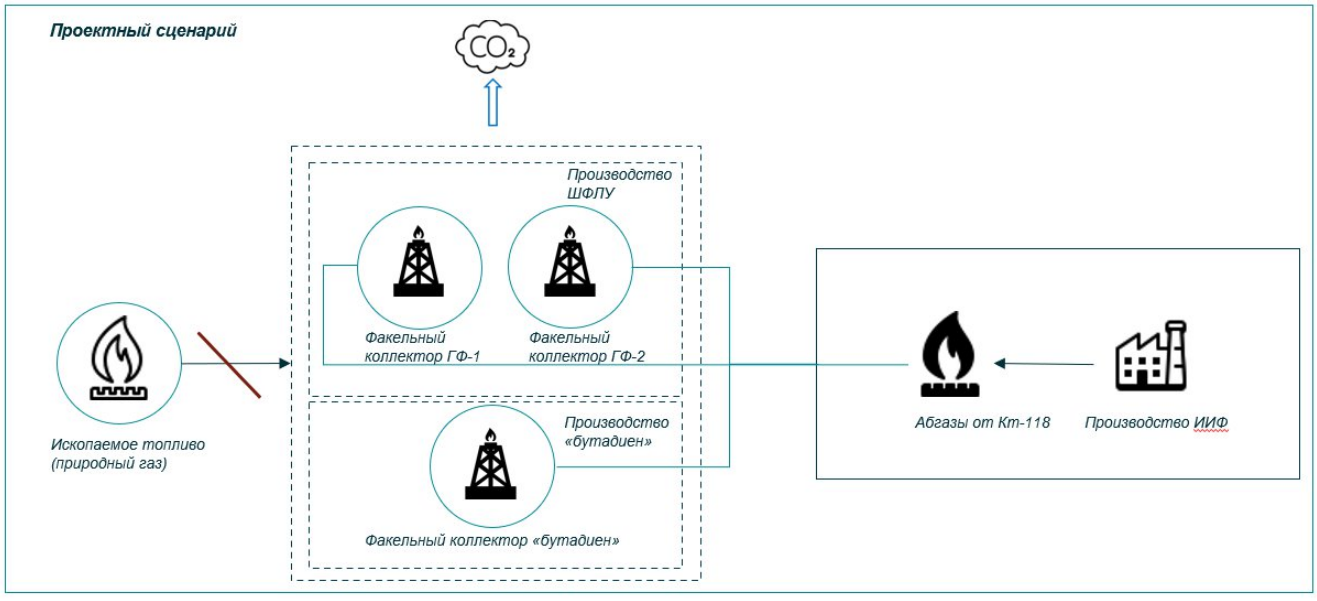


Рис. А.5-1 Границы проекта, продолжение. Проектный сценарий



РАЗДЕЛ Б. Критерии отнесения к климатическим проектам

Б.1. Анализ соответствия реализуемого проекта критериям отнесения к климатическим проектам

Согласно Приказу № 248, реализуемый проект признается климатическим проектом в случае одновременного удовлетворения следующим критериям:

Таблица Б.1-1. Результаты анализа соответствия реализуемого проекта критериям отнесения к климатическим проектам в соответствии с Приказом № 248.

Критерии	Комментарии (Обоснования)
Мероприятия проекта не противоречат требованиям федеральных законов, иных нормативных правовых актов Российской Федерации, а также законов и иных нормативных правовых актов субъектов Российской Федерации, на территории которых реализуется проект, и осуществляются в соответствии с документами национальной системы стандартизации в области ограничения выбросов ПГ, в том числе в отношении реализации климатических проектов, утверждение которых предусмотрено частью 3 статьи 5 Федерального закона от 02.07.2021 № 296-ФЗ «Об ограничении выбросов ПГ».	**Соответствует** Мероприятия проекта не противоречат требованиям федеральных законов, иных нормативных правовых актов Российской Федерации. Проектная документация имеет положительное заключение государственной экспертизы промышленной безопасности. Объект экспертизы - документация на техническое перевооружение опасного производственного объекта ООО «ЗапСибНефтехим» «Площадка производства бутадиена, изобутилена и метилтретбутилового эфира, малеинового ангидрида» (рег. номер А57-20687- 0004, I класс опасности) «Техническое перевооружение. Подача сдувок колонн Кт-118 установки БК-3, производства изобутилена и МТБЭ, на продувку факельных коллекторов М-1, М-2, М-3» шифр Z23032-0000 / 15349/23032.Р.01.000.0, соответствует требованиям промышленной безопасности.[4]

[4] Файл «Заключение ЭПБ НГ 519_23 проект 23032»

Критерии	Комментарии (Обоснования)
Ожидаемыми результатами реализации проекта являются сокращение/предотвращение выбросов ПГ и (или) увеличение их поглощения (рассчитанное в абсолютных и (или) удельных единицах) относительно прогнозируемого результата количественной оценки выбросов или поглощений ПГ при отсутствии проекта за период времени, в течение которого запланировано сокращение/предотвращение выбросов ПГ и (или) увеличение их поглощения с целью выпуска в обращение углеродных единиц, за исключением случаев, когда сокращение/предотвращение выбросов ПГ достигается путем сокращения хозяйственной деятельности и (или) объема производимой продукции (в натуральном выражении) исполнителя проекта.	**Соответствует** Результатом реализации проекта является повышение энергоэффективности и сокращение выбросов ПГ от стационарного сжигания природного газа в результате полного замещения природного газа абгазом Кт-118 для продувки факельных коллекторов факельных установок М-1 на производстве по переработке ШФЛУ, производстве ИИФ и «бутадиен».
Сокращение/предотвращение выбросов ПГ и (или) увеличение их поглощения в течение срока реализации проекта не является результатом влияния факторов, не связанных с мероприятиями проекта.	**Соответствует** Сокращение выбросов ПГ в течение срока реализации проекта является результатом реализации инициативы ООО «ЗапСибНефтехим» за счет собственных ресурсов. Сокращение выбросов парниковых газов в течение срока реализации проекта не является результатом влияния факторов, не связанных с мероприятиями проекта.
Мероприятия проекта осуществляются в дополнение к мероприятиям, направленным на выполнение предусмотренных законодательством Российской Федерации обязательных требований, действующих по состоянию на дату принятия решения об осуществлении финансового обеспечения реализации мероприятий проекта, в том числе в форме решения собрания акционеров или получения разрешения на строительство, подтвержденного соответствующей документированной информацией.	**Соответствует** Мероприятия проекта на дату начала принятия решения о реализации проекта не являлись обязательными требованиями, предусмотренными законодательством РФ. В российском законодательстве отсутствуют обязательные требования по замещению природного газа абгазами при продувке факельных коллекторов.
Мероприятия проекта осуществляются в связи с наличием экономических условий для использования результатов его реализации, предусмотренных частью 1 статьи 11 Федерального закона.	**Соответствует** Реализация проекта сопряжена с рядом барьеров и рисков, в том числе сопровождающихся сравнительно большими капитальными и операционными затратами, и не является наиболее привлекательным сценарием с экономической точки зрения (см. Раздел B.1). Проект запускался с ожиданием реализации в качестве климатического проекта и выпуска углеродных единиц как способа интенсификации возврата вложенных средств.

Таким образом, климатический проект «Подача сдувок колонн Кт-118 установки БК-3, производства изобутилена и МТБЭ, на продувку факельных коллекторов М-1, М-2, М-3» в полной мере отвечает критериям климатического проекта, утвержденным Приказом № 248.

РАЗДЕЛ B. Описание базовой линии и проектного сценария

B.1. Описание и обоснование определения базовой линии

B.1.1. Обоснование определения базовой линии

Определение прогнозируемого результата количественной оценки выбросов парниковых газов при отсутствии проекта (далее – базовой линии) осуществляется для наиболее вероятного сценария работы предприятия ООО «ЗапСибНефтехим» с учетом прогнозируемого уровня работы установки в соответствии с плановыми и/или фактическими показателями в условиях без проектной деятельности.

Обоснование базовой линии проводится в соответствии с требованиями, представленными в Приложении №2 к Приказу № 248 и Руководстве № 001 «Обоснование дополнительности проектной деятельности».

На схеме ниже представлены этапы оценки дополнительности проектной деятельности в рамках национального законодательства.

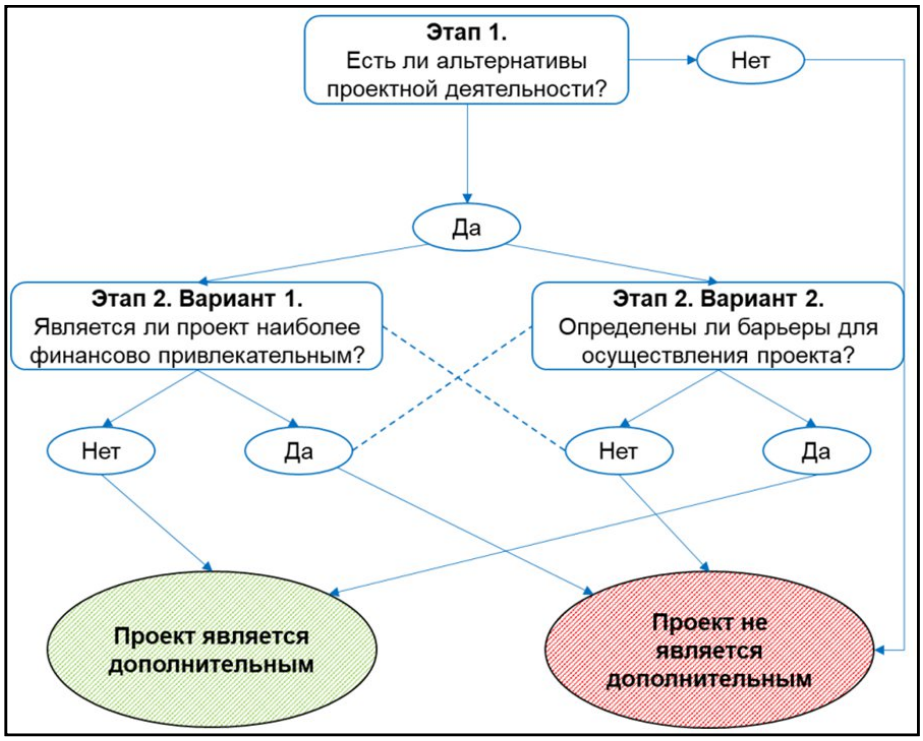


Рисунок B.1.1-1. Блок-схема процедуры оценки дополнительности проекта

Этап 1. Есть ли альтернативы проектной деятельности?

Анализ потенциальных альтернативных сценариев реализации проекта выявил следующие альтернативы:

Сценарий 1. Сохранение текущей схемы продувки факельных коллекторов с использованием природного газа.

В рамках указанного сценария сохраняется сжигание природного газа на продувке факельных коллекторов.

Указанный сценарий предполагает отсутствие какой-либо проектной деятельности.

Сценарий 2. Осуществление предполагаемой проектной деятельности. При этом реализуются работы по реконструкции трубопроводной обвязки в рамках проектных мероприятий для обеспечения подачи сдувок колонн Кт-118 установки БК-3, производства изобутилена и МТБЭ, на продувку факельных коллекторов М-1, М-2, М-3.

Таким образом, сценарии, альтернативные реализуемому Сценарию 2 были доступны. Используя блок-схему процесса определения дополнительности климатического проекта, на Этапе 1 «Есть ли альтернативные сценарии?» переходим по выходу: «Да» (альтернативы проектному сценарию имеются).

Этап 2. Вариант 2. Барьерный анализ.

На данном этапе необходимо выявить возможные барьеры для реализации альтернативных сценариев и проанализировать принятые альтернативные сценарии на соответствие законодательным и нормативным актам РФ.

В качестве базовой линии принимается сценарий, который является наиболее вероятным с учетом всех идентифицированных препятствий (барьеров) для реализации проекта, в том числе:

- технических (возможность реализации технологии);
- технологических (доступность технологии);
- регуляторных (наличие нормативных ограничений на применение технологии);
- экономических (доступность финансовых ресурсов);
- социально-экологических (уровень воздействия на окружающую среду и местные сообщества);
- квалификационных (доступность необходимых компетенций для реализации технологии).

Рассмотрим влияние возможных барьеров на определенные на Этапе 1 «Альтернативные сценарии».

Сценарий 1. Сохранение текущей схемы продувки факельных коллекторов с использованием природного газа.

Рассматриваемый сценарий не сталкивается с какими-либо барьерами, поскольку не предполагает выполнение дополнительных мероприятий. Необходимость в повышении энергоэффективности или продлении срока службы оборудования отсутствует. Технологический процесс может осуществляться по существующей схеме использования природного газа на продувку на имеющихся проектных мощностях в течение всего зачетного периода.

До реализации проекта существующая схема продувки факельных коллекторов соответствовала требованиям законодательства Российской Федерации. Она не оказывала отрицательного влияния на производственные показатели и являлась наиболее экономически выгодной, так как не требовала капитальных вложений и

эксплуатационных расходов.

Сценарий 2. Осуществление предполагаемой проектной деятельности по подаче сдувок колонн Кт-118 установки БК-3, производства изобутилена и МТБЭ, на продувку факельных коллекторов.

В нормативной базе Российской Федерации отсутствуют обязательные требования по замещению природного газа абгазами для продувки факельных коллекторов (см. Раздел А.3.3.).

Данный сценарий подвержен ряду барьеров, препятствующих реализации проекта.

Экономический барьер

Проекты нефтехимического производства отличаются высокой капиталоёмкостью и длительными инвестиционными циклами, что формирует существенные экономические ограничения. К их числу относятся необходимость привлечения и обслуживания долгового финансирования, использование собственных средств компании и отказ от процентных доходов, особенно в условиях высоких ставок.

Реализация рассматриваемой проектной деятельности является финансово нецелесообразной, поскольку требует значительных капитальных вложений и эксплуатационных расходов, увеличивает срок окупаемости и создаёт дополнительную нагрузку на инвестиционный бюджет предприятия.

Технологический барьер

В российской нефтехимии преобладающей практикой является использование для продувки факельных коллекторов природного газа, азота или, в отдельных случаях, этана/пропана. Использование многокомпонентного абгаза для этой цели не является типовым решением, отсутствуют отраслевые руководящие документы и стандарты предприятия, регламентирующие такие режимы. Технология требует индивидуальной разработки, что создаёт барьер для её быстрого внедрения.

Кроме того, проектом предусмотрена установка отсекателей ENV-99 и KNV-99, которые закрываются при достижении предаварийных параметров колонн Кт-118. Однако в существующей логике ПАЗ не была предусмотрена блокировка подачи абгаза на продувку при аварийных ситуациях на факельных коллекторах (например, при повышении давления в М-1, М-2, М-3, при срабатывании сигнализации по уровню в сепараторе FA-401). Для обеспечения безопасной интеграции потребовалось модернизировать систему управления (добавление сигналов, изменение алгоритмов), что технологически сложно на объектах с устаревшей системой КИПиА.

Технический барьер

Существующая трубопроводная обвязка не была изначально спроектирована для транспортировки абгаза в требуемых объемах, что потребовало проведения реконструкции с «расшивкой узких мест», включая замену байпаса регулирующего клапана PV-2012 и участков трубопроводов на диаметр Ду80 для обеспечения

пропускной способности не менее 1600 нм³/ч. Интеграция новых линий подачи абгаза Ду50 и их врезка сопряжены с жесткими пространственными ограничениями на площадке и необходимостью выполнения строительно-монтажных работ в стесненных условиях действующего производства.

Регуляторный барьер

Внесение изменений в технологическую схему (замена трубопроводов, арматуры, изменение маршрута потоков) на объектах I и II классов опасности требует проведения экспертизы промышленной безопасности проектной документации. Получение положительного заключения экспертизы сопряжено с необходимостью подтверждения соответствия изменений требованиям технических регламентов, а также часто требует корректировки декларации промышленной безопасности. Это длительная и затратная процедура, которая не является обязательной для рядовых проектов по оптимизации, если они не инициированы в рамках климатической повестки.

Квалификационный барьер

Не применимо. Реализация проектов не требовала дополнительных компетенций и обучений.

Социально-экологический барьер

Не применимо. Реализация проекта не приводит к увеличению нагрузки на окружающую среду.

Вывод по шагу 2. Наиболее вероятным с учетом всех идентифицированных препятствий (барьеров) для реализации проекта является Сценарий 1.

Таким образом, альтернативный Сценарий 2 сталкивается с существенными барьерами, которые препятствуют его реализации, а значит этот сценарий не может быть рассмотрен в качестве базовой линии и является дополнительным.

B.1.2. Описание базовой линии

Базовым сценарием является сохранение текущей практики, т.е. сценарий, при котором используется природный газ на продувку факельных коллекторов, а абгазы с верха колонны КТ-118 продолжают сжигаться на факеле. Указанный сценарий является наиболее вероятным с учетом всех идентифицированных препятствий (барьеров) для реализации проектной деятельности.

Временной период для базовой линии устанавливается исходя из остаточного срока службы базового оборудования в условиях без реализации проектной деятельности.

Временной период для базовой линии устанавливается исходя из остаточного срока службы базового трубопроводного оборудования в условиях без реализации проектной деятельности.

Таким образом, временной период базовой линии устанавливается с 25.07.2026 по 24.07.2036 с учетом условий прошлых периодов, что обеспечивает достаточную

продолжительность в течение зачетного периода для учета моделей функционирования в показателях выбросов базовой линии по ПГ.

B.2. Описание проектного сценария

Прогнозируемый результат количественной оценки планируемых к сокращению (предотвращению) выбросов ПГ в результате реализации мероприятий проекта (далее – проектный сценарий) заключается в повышении энергоэффективности и снижении потребления природного газа и, как следствие, сокращении выбросов ПГ от стационарного сжигания ископаемого топлива.

Подробное описание технологического процесса в проектном сценарии представлено в Разделе А.3.2.

Поскольку оценка основана на допущениях, которые в будущем могут измениться, и предполагаемые события зачастую не происходят в соответствии с ожиданиями, фактические результаты могут отличаться от прогнозируемых, и отклонение может оказаться существенным.

B.3. Риски увеличения выбросов парниковых газов и (или) уменьшения их поглощения вне границ проекта, вызванного мероприятиями проекта (далее – утечка)

В соответствии с подпунктом «б(2)» пункта 7 и пунктом 12 Приложения 2 к Приказу № 248 проведен анализ потенциальных путей утечки.

B.3.1. Идентификация потенциального пути утечки

В базовом сценарии на продувку факельных коллекторов потребляется: М-2 (установка ГФ-2) — топливный газ из линии отвода в топливную сеть после сепараторов О-10, О-11, с резервной подачей топливного газа обратным ходом из сети топливного газа предприятия; М-3 (установка ДБО-2) — смешанный топливный газ из топливной сети предприятия; М-1 (установка ГФ-1) — природный газ. В проектном сценарии продувка переведена на абгаз колонны Кт-118. По первичным данным измерений (архив АСУ ТП по поз. FIRC-3342 и FIRSA-401), суммарный замещаемый объём составил 10 652,7 тыс. м³ в 2025 году, из которых 6 335,0 тыс. м³ (59,5 %) — топливный и смешанный топливный газ коллекторов М-2 и М-3, остающиеся в топливной сети предприятия, и 4 317,7 тыс. м³ в год (40,5 %) — природный газ коллектора М-1, остающиеся в системе газоснабжения предприятия.

Потенциальный путь утечки: потребление высвобожденного объёма газа иными потребителями топливной системы предприятия вне границ проекта сверх базового уровня потребления, приводящее к увеличению выбросов ПГ вне границ проекта.

B.3.2. Обоснование взаимосвязи и количественная оценка предполагаемого размера увеличения выбросов

Топливная система предприятия функционирует в дефицитном режиме: собственная выработка топливного газа технологическими установками не покрывает потребности потребителей, и баланс сводится непрерывной подачей покупного природного газа в рамках договора с ООО «Газпром трансгаз Сургут».

При появлении в топливной системе дополнительного объёма собственного топливного газа (вследствие прекращения отбора на продувку) подача покупного газа снижается на эквивалентный объём. Потребление потребителей топливной системы вне границ проекта определяется исключительно технологическим спросом на энергию и в базовом сценарии обеспечивалось полностью (ограничений подачи не имелось), следовательно, роста потребления вне границ проекта в проектном сценарии не происходит.

Таким образом, высвобождаемый объём газа не приводит к увеличению сжигания топлива вне границ проекта и полностью компенсируется снижением подачи покупного природного газа. На уровне ООО «ЗапСибНефтехим» как единого отчитывающегося лица по ФЗ № 296-ФЗ это отражается снижением закупок природного газа, то есть

сокращение выбросов является реальным и не сопровождается переносом выбросов вне границ проекта. На основании изложенного предполагаемый размер утечки принимается равным 0 т CO_2-экв. в течение всего зачётного периода.

В.3.3. Меры по предотвращению и минимизации утечки

1) поддержание баланса топливной системы подачи покупного природного газа;
2) ежегодный мониторинг утечки в рамках отчёта о реализации проекта (Раздел Г.4): контроль объёмов покупного природного газа и баланса топливного газа (подача установками, потребление основными потребителями);
3) корректирующие действия: при выявлении по итогам отчётного года роста потребления топлива потребителями вне границ проекта без соответствующего снижения подачи покупного природного газа утечка за этот год учитывается количественно по формуле (17) Раздела Г.4.1, и сокращение выбросов за год уменьшается на величину утечки.

РАЗДЕЛ Г. План мониторинга

Г.1. Описание выбранного плана мониторинга

В соответствии с Приложением 2 Приказа № 248, в данном разделе представлен план мероприятий по сбору первичных данных для подтверждения сведений о предотвращении выбросов ПГ на протяжении зачетного периода (далее – план мониторинга).

Цель мониторинга – количественная оценка сокращения выбросов ПГ в результате реализации проектной деятельности в течение зачетного периода, а также подтверждение соответствия проекта целевым показателям и обеспечение полноты, точности, согласованности, сравнимости, прозрачности, ответственности и открытости количественной оценки.

Частота мониторинга и процесс верификации отчетов о реализации проекта за отчетный период будут производиться по усмотрению ООО «ЗапСибНефтехим», предположительно один раз в год в ходе реализации проекта за период, в течение которого запланировано сокращение (предотвращение) выбросов ПГ.

Г.1.1 Методики мониторинга, включая оценку, моделирование, измерение, подходы к проведению расчетов и неопределенность

При реализации настоящего проекта продувочный газ замещается на абгаз Кт-118. Абгаз поступает по вновь монтируемому трубопроводу Ду50.

Установка ГФ-1

По существующей схеме расход продувочного газа контролируется по поз. FIRC-555 и регулируется клапаном, установленным на трубопроводе подачи топливного газа в начало факельного коллектора. Температура продувочного газа контролируется по поз. TIR-169. В случае снижения расхода продувочного газа до 49,5 нм3/ч от позиции FIRSA-555-1 предусмотрены звуковая и световая сигнализация нижнего предельно допустимого значения параметра и защита, при срабатывании которой происходит открытие отсекателя NV-506, установленного на трубопроводе подачи азота в начало факельного коллектора.

Расход абгаза Кт-118 контролируется по поз. FIRC-885 (нов.) и регулируется клапаном, установленным на трубопроводе подачи абгаза в начало факельного коллектора. Давление абгаза контролируется по поз. PIR-885 (нов.). В случае снижения расхода абгаза до 49,5 нм3/ч от позиции FZIRA-885 (нов.) предусмотрены звуковая и световая сигнализация нижнего предельно допустимого значения параметра и защита, при срабатывании которой происходит открытие отсекателя NV-506 (сущ.), установленного на трубопроводе подачи азота в начало факельного коллектора.

Установка ГФ-2

При существующей схеме в качестве продувочного газа факельного коллектора используется топливный газ, который поступает из линии отвода в топливную сеть после сепараторов О-10, О-11. При останове установки ГФ-2 и прекращении отвода схемой предусмотрена подача топливного газа обратным ходом в линию из сети топливного газа предприятия. Расход топливного газа на продувку факельного коллектора контролируется по поз. FIRC-3342 с коррекцией по плотности от поз. DIR-3342 и регулируется клапаном FV-3342, установленным на трубопроводе подачи топливного газа на продувку факельного коллектора. При достижении минимального расхода топливного газа на продувку факельного коллектора (400 н.м3 /ч) по поз.FIRSA-3342A срабатывает предаварийная сигнализация и защита, при которой открывается отсекатель NV-9341, установленный на линии подачи азота на продувку факельного коллектора.

Расход абгаза Кт-118 контролируется по поз. FIRC-4155 (нов.) и регулируется клапаном, установленным на трубопроводе подачи абгаза в начало факельного коллектора. Давление абгаза контролируется по поз. PIR-4155 (нов.). В случае снижения расхода абгаза до 400 нм3/ч от позиции FZIRA-4155 (нов.) срабатывает предаварийная сигнализация и защита, при которой открывается отсекатель NV-9341, установленный на линии подачи азота на продувку факельного коллектора. Расход азота на продувку факельного коллектора контролируется по поз. FIR-3343 (сущ.).

Установка ДБО-2

Предусмотрена подача природного газа из сети предприятия на продувку сепаратора FA-401. Расход топливного газа в FA-401 контролируется по позиции FIRSA-401 с сигнализацией нижнего предельно допустимого значения параметра. В случае снижения расхода топливного газа в сепаратор FA-401 автоматически открывается отсекатель EMV-401, установленный на трубопроводе азота в FA-401. Сепаратор FA-401 обогревается паром низкого давления, подаваемым в змеевик. Температура в FA-401 контролируется по позиции TI-401 (по месту) и регулируется ручной арматурой, установленной на трубопроводе пара в змеевик.
Место подключения – трубопровод смешанного топливного газа в сепаратор FA-401.
Параметры расхода абгаза Кт-118 аналогичны существующему расходу топливного газа в факельный коллектор М-3.

Расход абгаза Кт-118 контролируется по поз. FIRC-402 (нов.) и регулируется клапаном, установленным на трубопроводе подачи абгаза в начало факельного коллектора М-3.

Мониторинг проектной деятельности осуществляется с применением системы АСУ ТП, внедренной повсеместно на всех предприятиях ООО «ЗапСибНефтехим» в границах проекта.

Система АСУ ТП предназначена для поддержания оптимального технологического режима работы оборудования, обеспечения визуального контроля параметров

технологического процесса, срабатывания и визуализации предупредительной и аварийной сигнализации путем автоматического контроля и регулирования технологических параметров, автоматического и дистанционного управления работой технологического оборудования.
Программно-технические средства системы обеспечивают требуемую точность, надежность и быстродействие контроля и регулирования основными технологическими параметрами установки.

Технические средства АСУ ТП имеют иерархическую структуру, включающую в себя три уровня:

- Первый уровень - датчики технологических параметров и исполнительные механизмы;
- Второй уровень - функционально-распределенная микропроцессорная система управления;
- Третий уровень - автоматизированные рабочие места операторов-технологов (АРМ), включающие мониторы (дисплеи), функциональную клавиатуру и принтеры.

АСУ ТП работает автоматически и круглосуточно в режиме реального времени.
Контроль и управление осуществляется из существующего центрального помещения (ЦПУ).

Решения по проектированию в части АСУТП/ЛСУ и КИПиА приняты в обязательном соответствии с требованиями, изложенными в СТП СР /05-03-01/МУ09 «Процедура функции по проектированию и эксплуатации КИПиА и АСУ ТП на предприятиях ПАО «СИБУР Холдинг».

Решениями по автоматизации предусмотрено:

Система РСУ
Дистанционный контроль и регистрация:
- расхода в трубопроводе абгазов на входе в факельный коллектор М-1 - FIRC-885 (перерасчет в нм3/ч производятся в преобразователе расхода по значениям встроенного датчика температуры и комплектного датчика давления PIR-885), в трубопроводе абгазов на входе в факельный коллектор М-2 - FIRC-4155 (перерасчет в нм3/ч производятся в преобразователе расхода по значениям встроенного датчика температуры и комплектного датчика давления PIR-4155), в трубопроводе абгазов на входе в факельный коллектор М-3 - FIRC-402 (перерасчет в нм3/ч производятся в преобразователе расхода по значениям встроенного датчика температуры и комплектного датчика давления PIR-402/2)

Автоматическое регулирование:
- расхода в трубопроводе абгазов на входе в факельный коллектор М-1 клапаном

FV-885 по данным от расходомера поз. FIRC-885;
- расхода в трубопроводе абгазов на входе в факельный коллектор М-2 клапаном FV-4155 по данным от расходомера поз. FIRC-4155;
- расхода в трубопроводе абгазов на входе в факельный коллектор М-3 клапаном FV-402 по данным от расходомера поз. FIRC-402.

Система ПАЗ

Дистанционный контроль и регистрация:
- расхода в трубопроводе абгазов на входе в факельный коллектор М-1 - FZIRC-885 (перерасчет в нм3/ч производятся в преобразователе расхода по значениям встроенного датчика температуры и комплектного датчика давления PZIR-885), в трубопроводе абгазов на входе в факельный коллектор М-2 - FZIRC-4155 (перерасчет в нм3/ч производятся в преобразователе расхода по значениям встроенного датчика температуры и комплектного датчика давления PZIR-4155), в трубопроводе абгазов на входе в факельный коллектор М-3 - FZIRC-402 (перерасчет в нм3/ч производятся в преобразователе расхода по значениям встроенного датчика температуры и комплектного датчика давления PZIR-402/1)

В таблице ниже приведен перечень приборов учета для всех контролируемых параметров в рамках мониторинга климатического проекта.

Таблица Г.1.1-1. Контролируемые параметры

Наименование стадий, места отбора	**Наименование параметра мониторинга**	**Частота и способ контроля**	**Метод испытания и средство контроля**
ЦГФУ. ГФ2. Расход топливного газа на продувку факельного коллектора	Потребление газа, температура, давление	Автоматический, непрерывно	На абгаз: Расходомер-счетчик вихревой, OPTISWIRL 4200 C-ex (первичный преобразователь расхода OPTISWIRL 4200, преобразователь сигналов VFC 200), диапазон измерения расхода: 50…1000 нм^3/ч, приведенная погрешность: 0,75÷2,5, На ПГ: Расходомер-счетчик вихревой, PROWIRL 72F (первичный преобразователь расхода OPTISWIRL 4200, преобразователь сигналов VFC 200),

Наименование стадий, места отбора	Наименование параметра мониторинга	Частота и способ контроля	Метод испытания и средство контроля
			диапазон измерения расхода: 50…1000 нм^3/ч, приведенная погрешность: 0,75÷2,5
ЦГФУ. ГФ1. Расход топливного газа на продувку факельного коллектора	Потребление газа, температура, давление	Автоматический, непрерывно	На абгаз: Расходомер-счетчик вихревой, OPTISWIRL 4200 C-ex (первичный преобразователь расхода OPTISWIRL 4200, преобразователь сигналов VFC 200), диапазон измерения расхода: 50…1000 нм^3/ч, приведенная погрешность: 0,75÷2,5 На ПГ: Расходомер-счетчик вихревой, PROWIRL 72F (первичный преобразователь расхода OPTISWIRL 4200, преобразователь сигналов VFC 200), диапазон измерения расхода: 50…1000 нм^3/ч, приведенная погрешность: 0,75÷2,5
ДБО-2. Расход топливного газа на продувку факельного коллектора	Потребление газа, температура, давление	Автоматический, непрерывно	На абгаз: Расходомер-счетчик вихревой, OPTISWIRL 4200 C-ex (первичный преобразователь расхода OPTISWIRL 4200, преобразователь сигналов VFC 200), диапазон измерения расхода: 50…1000 нм^3/ч, приведенная погрешность: 0,75÷2,5, На ПГ:

Наименование стадий, места отбора	Наименование параметра мониторинга	Частота и способ контроля	Метод испытания и средство контроля
			Преобразователь.ДАВЛ .РАЗН.EJA-110A, диапазон измерения 0…0,5, допустимая погрешность 0,075.

Анализ неопределённости, связанной с методами количественной оценки сокращения выбросов ПГ, а также проведение оценки неопределённости на уровне отдельных параметров мониторинга осуществляется ответственным лицом за управление информацией о ПГ при подготовке отчёта о реализации климатического проекта. Поскольку учёт всех параметров мониторинга ведётся в строгом соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации и с использованием лучших практик метрологического обеспечения, качество данных позволяет оценивать уровень неопределённости как низкий.

Г.1.2 Процедуры контроля, включающие внутреннюю проверку входных данных, преобразования и выходных данных, а также процедуры для корректирующих действий

Эксплуатируемая на ООО «ЗапСибНефтехим» система АСУ ТП обеспечивает:

- автоматизированный контроль и управление в реальном времени основными и вспомогательными технологическими процессами установки;
- автоматическую защиту оборудования объекта;
- выполнение функций контроля оперативным персоналом фактических параметров работы объекта автоматизации на соответствие нормативно-технологическим параметрам;
- надежную и эффективную работу основного и вспомогательного технологического оборудования за счет рационального управления режимами их работы;
- генерацию необходимых технологических отчетов;
- сбор информации о техническом состоянии оборудования.

Ключевым критерием качества работы АСУ ТП является стабильность заданных характеристик технологического процесса с учетом противоаварийной защиты для всех стадий технологического процесса.

Все контрольно-измерительные приборы и технические средства АСУ ТП имеют два независимых взаиморезервирующих источника питания с автоматическим переключением рабочего ввода на резервный.

Все используемые приборы имеют:

- свидетельство Ростехнадзора об утверждении типа средств измерений;
- описание типа средств измерений;
- паспорт, оформленный в соответствии с требованиями действующих норм и правил РФ;
- свидетельство о поверке, сертификат калибровки;
- сертификаты соответствия техническим регламентам таможенного союза.0

Производственный контроль проходит регулярную оценку надежности в соответствии с системой менеджмента качества и корпоративными процедурами сбора данных.

Г.1.3 Системы управления информацией о ПГ, включая размещение и сохранность данных, процедуру передачи данных между различными видами систем и документации

В ООО «ЗапСибНефтехим» (входит в ПАО «СИБУР Холдинг») принята и функционирует система экологического менеджмента, целью которой является повышение уровня экологической безопасности за счёт обеспечения надёжного и экологически безопасного производства, комплексного подхода к использованию природных энергетических ресурсов. Система управления информацией о ПГ функционирует в соответствии с принятой системой экологического менеджмента в ПАО «СИБУР Холдинг» на основе международного стандарта ISO 14001:2015. Получен сертификат соответствия указанному стандарту международным сертификационным органом[5]. Информация о ПГ включена в перечень целей ПАО «СИБУР Холдинг» в области устойчивого развития[6].

Г.1.4 Роли и обязанности участников, связанных с мониторингом, включая процедуры авторизации, утверждения и документирования изменений в зарегистрированных данных

На ООО «ЗапСибНефтехим» внедрен внутренний стандарт предприятия по формированию целевых показателей расходных норм (РН) материально-технических ресурсов и энергоресурсов СТП СР/Р2Р/М07 «Матрица ответственности в части нормирования, контроля расходования и потерь материально-технических ресурсов и энергоресурсов на предприятии».

Оперативный контроль за нормативным расходованием основного сырья осуществляется персоналом производства ежесуточно в целях мониторинга эффективности фактического потребления энергоресурсов (в том числе топливного газа и электроэнергии), недопущение перерасхода и разработки мероприятий, направленных на снижение РН. Контроль за соблюдением РН за отчетный период (месяц, квартал, год) осуществляется путем сравнительного анализа ключевых фактических и плановых показателей РН по данным системы SAP ERP. Ответственность за соблюдение календарной РН несут руководители производств в соответствии со штатным расписанием, в котором устанавливается централизованный подход к сбору, контролю

[5] https://www.sibur.ru/ru/sustainability/sibur_environment/
[6] https://www.sibur.ru/upload/iblock/58d/6s7svsp35p30z04mmibxhpdg3px9cl0p.pdf

и консолидации параметров мониторинга. Лица, ответственные за проведение мониторинга, представлены в таблице ниже.

Таблица Г.1.4- 1. Ответственные лица

№	Наименование	Ответственные лица
1	Учет потребления топливного газа в технологическом процессе продувки факельных коллекторов	Инженер по планированию и ресурсному обеспечение ООО «ЗапСибНефтехим» Чусовитина Наталья Александровна
2	Архивирование и хранение данных мониторинга на сетевых ресурсах	Энергоменеджер Служба главного технолога ООО «ЗапСибНефтехим» Дмитриев Владимир Николаевич

Г.1.5 Показатели и параметры, фиксируемые предварительно

Данные/Параметр 1	$n_{c,i}$
Единица измерения	-
Описание	Количество молей углерода на моль i-компонента природного газа
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Не применимо
Источник данных	Химическая формула вещества
Измеряемый / вычисляемый / используемый по умолчанию	По умолчанию
Метод расчета (если применимо)	Не применимо
Значение параметра	CH_4 – 1 C_2H_6 – 2 C_3H_8 – 3 C_4H_{10} – 4 C_5H_{12} – 5 C_6H_{14} – 6
Назначение данных	Количественная оценка выбросов ПГ по базовой и проектной линиям в составе коэффициента выбросов при сжигании природного газа
Процедуры контроля качества / гарантии качества	-
Другие комментарии	Фиксируется предварительно на весь период сокращения выбросов ПГ

Данные/Параметр 2	p_{CO2}
Единица измерения	кг/м^3
Описание	Плотность CO_2 при стандартных условиях
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Не применимо
Источник данных	Приказ Минприроды России от 27.05.2022 №371, таблица 1.2
Измеряемый / вычисляемый / используемый по умолчанию	По умолчанию
Метод расчета (если применимо)	Не применимо
Значение параметра	1,8393
Назначение данных	Количественная оценка выбросов ПГ по базовой и проектной линиям в составе коэффициента выбросов при сжигании природного газа
Процедуры контроля качества / гарантии качества	-
Другие комментарии	Фиксируется предварительно на весь период сокращения выбросов ПГ Стандартные условия приняты на основании паспортов качества газа

Г.2. Мониторинг выбросов ПГ по базовой линии

Для количественной оценки выбросов ПГ по базовой линии проводится регулярный мониторинг по следующим параметрам:

Данные/Параметр 3	$FC_{BE,\text{абгаз},y}$
Единица измерения	т
Описание	Количество сбросов абгазов на факел с колонн К-118 БК-3
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Каждый час
Источник данных	Расходомер-счетчик вихревой, OPTISWIRL 4200 C-ex (первичный преобразователь расхода OPTISWIRL 4200, преобразователь сигналов VFC 200), диапазон измерения расхода: 50…1000 нм^3/ч, приведенная погрешность: 0,75÷2,5
Измеряемый / вычисляемый / используемый по умолчанию	Измеряемый
Метод расчета (если применимо)	Не применимо
Назначение данных	*Предоставляется значение для требуемого периода*
Процедуры контроля качества / гарантии качества	Все измерительные приборы имеют: - Свидетельство об утверждении типа СИ с внесением в государственный реестр средств измерений - Сертификат соответствия ТР ТС 012/2011 - Декларацию о соответствии требованиям ТР ТС 020/2011
Другие комментарии	-

Данные/Параметр 4	$FC_{BE,\text{ПГ,ГФ}-1,y}$
Единица измерения	т
Описание	Количество природного газа, потребленного на продувку факельного коллектора ГФ-1
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Каждый час
Источник данных	Расходомер-счетчик вихревой, PROWIRL 72F (первичный преобразователь расхода OPTISWIRL 4200, преобразователь сигналов VFC 200), диапазон измерения расхода:

	50…1000 нм^3/ч, приведенная погрешность: 0,75÷2,5
Измеряемый / вычисляемый / используемый по умолчанию	Измеряемый
Метод расчета (если применимо)	Не применимо
Назначение данных	*Предоставляется значение для требуемого периода*
Процедуры контроля качества / гарантии качества	Все измерительные приборы имеют: - Свидетельство об утверждении типа СИ с внесением в государственный реестр средств измерений - Сертификат соответствия ТР ТС 012/2011 - Декларацию о соответствии требованиям ТР ТС 020/2011
Другие комментарии	-

Данные/Параметр 5	$FC_{BE,\text{ПГ,ГФ–2,У}}$
Единица измерения	т
Описание	Количество природного газа, потребленного на продувку факельного коллектора ГФ-2
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Каждый час
Источник данных	Расходомер-счетчик вихревой, PROWIRL 72F (первичный преобразователь расхода OPTISWIRL 4200, преобразователь сигналов VFC 200), диапазон измерения расхода: 50…1000 нм^3/ч, приведенная погрешность: 0,75÷2,5
Измеряемый / вычисляемый / используемый по умолчанию	Измеряемый
Метод расчета (если применимо)	Не применимо
Назначение данных	*Предоставляется значение для требуемого периода*
Процедуры контроля качества / гарантии качества	Все измерительные приборы имеют: - Свидетельство об утверждении типа СИ с внесением в государственный реестр средств измерений - Сертификат соответствия ТР ТС

	012/2011 - Декларацию о соответствии требованиям ТР ТС 020/2011
Другие комментарии	-

Данные/Параметр 6	$FC_{BE,\text{ПГ},\text{бутадиен},\text{у}}$
Единица измерения	т
Описание	Количество природного газа, потребленного на продувку факельного коллектора установки «Бутадиен»
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Каждый час
Источник данных	Преобразователь.ДАВЛ.РАЗН.EJA-110A, диапазон измерения 0…0,5, допустимая погрешность 0,075.
Измеряемый / вычисляемый / используемый по умолчанию	Измеряемый
Метод расчета (если применимо)	Не применимо
Назначение данных	*Предоставляется значение для требуемого периода*
Процедуры контроля качества / гарантии качества	Все измерительные приборы имеют: - Свидетельство об утверждении типа СИ с внесением в государственный реестр средств измерений - Сертификат соответствия ТР ТС 012/2011 - Декларацию о соответствии требованиям ТР ТС 020/2011
Другие комментарии	-

Данные/Параметр 4	$W_{\text{i},\text{ПГ},\text{у}}$
Единица измерения	% мас.
Описание	Массовая доля i-компонента природного газа в году *у*
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Раз в месяц
Источник данных	Помесячные паспорта качества газа горючего природного ООО «Газпром трансгаз Сургут»
Измеряемый / вычисляемый / используемый по умолчанию	Измеряемый
Метод расчета (если применимо)	Данные получены по результатам

	лабораторного анализа состава
Назначение данных	Количественная оценка выбросов ПГ по базовой и проектной линиям в составе коэффициента выбросов при сжигании природного газа
Процедуры контроля качества / гарантии качества	Данные предоставляются аккредитованной лабораторией с поверенным оборудованием в рамках договора поставки природного газа
Другие комментарии	

Данные/Параметр 5	$W_{i,абгаз,y}$
Единица измерения	% мас.
Описание	Массовая доля i-компонента в абгазе в период *y*
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Раз в неделю
Источник данных	Журналы лабораторного контроля ЗСНХ_Газы, Центральная заводская лаборатория ООО «ЗапСибНефтехим»
Измеряемый / вычисляемый / используемый по умолчанию	Измеряемый
Метод расчета (если применимо)	Не применимо
Назначение данных	Количественная оценка выбросов ПГ по базовой и проектной линиям в составе коэффициента выбросов при сжигании МВФ
Процедуры контроля качества / гарантии качества	Данные предоставляются аккредитованной лабораторией с поверенным оборудованием, находящейся в собственности завода
Другие комментарии	-

Данные/Параметр 6	$NCV_{i,ПГ,y}$
Единица измерения	Ккал/м^3
Описание	Низшая теплота сгорания природного газа в год *y*
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Раз в месяц
Источник данных	Помесячные паспорта качества газа горючего природного ООО «Газпром трансгаз Сургут»
Измеряемый / вычисляемый / используемый по умолчанию	Измеряемый

Метод расчета (если применимо)	Данные получены по результатам лабораторного анализа состава
Назначение данных	Количественная оценка выбросов ПГ по базовой и проектной линиям в составе коэффициента выбросов при сжигании природного газа
Процедуры контроля качества / гарантии качества	Данные предоставляются аккредитованной лабораторией с поверенным оборудованием в рамках договора поставки природного газа

Данные/Параметр 7	$NCV_{i,абгаз,y}$
Единица измерения	Ккал/м^3
Описание	Низшая теплота сгорания абгазов в год *y*
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Раз в неделю
Источник данных	Журналы лабораторного контроля ЗСНХ_Газы, Центральная заводская лаборатория ООО «ЗапСибНефтехим»
Измеряемый / вычисляемый / используемый по умолчанию	Измеряемый
Метод расчета (если применимо)	Не применимо
Назначение данных	Количественная оценка выбросов ПГ по базовой и проектной линиям в составе коэффициента выбросов при сжигании МВФ
Процедуры контроля качества / гарантии качества	Данные предоставляются аккредитованной лабораторией с поверенным оборудованием, находящейся в собственности завода

Данные/Параметр 8	$\rho_{ПГ,y}$
Единица измерения	кг/м^3
Описание	Плотность природного газа за период *y*
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Раз в месяц
Источник данных	Помесячные паспорта качества газа горючего природного ООО «Газпром трансгаз Сургут»

Измеряемый / вычисляемый / используемый по умолчанию	Измеряемый
Метод расчета (если применимо)	Данные получены по результатам лабораторного анализа состава
Назначение данных	Количественная оценка выбросов ПГ по базовой и проектной линиям в составе коэффициента выбросов при сжигании природного газа
Процедуры контроля качества / гарантии качества	Данные предоставляются аккредитованной лабораторией с поверенным оборудованием в рамках договора поставки природного газа

Данные/Параметр 9	$\rho_{\text{абгаз},y}$
Единица измерения	Ккал/м^3
Описание	Низшая теплота сгорания абгаза в год *y*
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Раз в неделю
Источник данных	Журналы лабораторного контроля ЗСНХ_Газы, Центральная заводская лаборатория ООО «ЗапСибНефтехим»
Измеряемый / вычисляемый / используемый по умолчанию	Измеряемый
Метод расчета (если применимо)	Не применимо
Назначение данных	Количественная оценка выбросов ПГ по базовой и проектной линиям в составе коэффициента выбросов при сжигании МВФ
Процедуры контроля качества / гарантии качества	Данные предоставляются аккредитованной лабораторией с поверенным оборудованием, находящейся в собственности завода

Г.2.1 Описание формул для расчета выбросов по базовой линии

В соответствии с Приказом № 248, планируемая величина сокращения (предотвращения) выбросов ПГ в результате реализации проекта должна рассчитываться исходя из характеристик (технических условий) применяемого в проекте оборудования, технологий и иных мероприятий в рамках границ проекта.

В связи с этим, выбросы парниковых газов по базовой линии (BE_y, Таблица Г.1-1) рассчитываются как сумма выбросов от сжигания природного газа ($BE_{\text{ПГ},y}$) и абгазов на

факельной установке ($BE_{\text{абгаз},y}$), расчет выполняется по формуле (1):

$$BE_y = BE_{\text{ПГ},y} + BE_{\text{абгаз},y} \#(1)$$

где:
BE_y — выбросы по базовой линии (т CO_2-экв./год);
$BE_{\text{ПГ},y}$ — выбросы по базовой линии от сжигания природного газа на факельной установке после продувки (т CO_2-экв./год);
$BE_{\text{абгаз},y}$ — выбросы по базовой линии от сжигания абгазов на факельной установке (т CO_2-экв./год).

Расчет коэффициента выбросов CO_2-экв. от сжигания природного газа и абгазов производится в соответствии с Приказом №371, Приложением №2, п. 1 «Стационарное сжигание газообразного, жидкого и твердого топлива». Расчёт осуществляется по формулам (2) и (3):

$$EF_{CO2,\text{абгаз},y} = (Wco2,\ \text{абгаз},\ y + \sum_{i=1}^{n} (Wi,\text{абгаз},\ y \cdot n_{c,i}) \cdot (1 - CFj,y) \cdot p_{CO2} \cdot 10^{-2}) \ (2)$$

где:

$EF_{CO2,\text{абгаз},y}$ — коэффициент выбросов CO_2 от сжигания абгаза за период у (т CO_2-экв./тыс м3);
$Wco2$, абгаз, y – массовая доля CO2 в абгазе за период у (% мас)
$W_{i,\text{абгаз},y}$ — массовая доля i-компонента абгаза за период у (% мас.);
$n_{c,i}$ — количество молей углерода на моль i-компонента абгаза;
p_{CO2} — плотность CO2 (кг/м^3);
CFабгаз,y -- коэффициент недожога абгаза

$$EF_{CO2,\text{ПГ},y} = (Wco2,\ \text{ПГ},\ y + \sum_{i=1}^{n} (Wi,\text{ПГ},\ y \cdot n_{c,i}) \cdot (1 - CFj,y) \cdot p_{CO2} \cdot 10^{-2}) \ (3)$$

где:

$EF_{CO2,\text{ПГ},y}$ — коэффициент выбросов CO_2 от сжигания природного газа за период у (т CO_2-экв./тыс м3);
$Wco2$, ПГ, y – массовая доля CO2 в природном газе за период у (% мас)
$W_{i,\text{ПГ},y}$ — массовая доля i-компонента природного газа за период у (% мас.);
$n_{c,i}$ — количество молей углерода на моль i-компонента природного газа;
p_{CO2} — плотность CO2 (кг/м^3);
CFПГ,y -- коэффициент недожога природного газа

Расчет выбросов CO_2-экв. от сжигания абгазов на факельной установке производится в соответствии с Приказом № 371, Приложение №2, п. 2 «Факельное сжигание». Расчёт осуществляется по формуле (4):

$$BE_{\text{абгаз},y} = BE_{CO2,\text{абгаз},y} + BE_{CH4,\text{абгаз},y} \#(4)$$

где:
$BE_{\text{абгаз},y}$ — выбросы по базовой линии от сжигания абгазов на факельной установке (т CO_2-экв./год);
$BE_{CO2,\text{абгаз},y}$ — выбросы углекислого газа CO_2 по базовой линии от сжигания абгазов на факельной установке (т CO_2-экв./год);
$BE_{CH4,\text{абгаз},y}$ — выбросы метана CH_4 по базовой линии от сжигания абгазов на факельной установке (т CO_2-экв./год);

Расчет выбросов CO_2-экв. от сжигания абгазов после продувки на факельной установке производится в соответствии с Приказом № 371, Приложение №2, п. 2 «Факельное сжигание». Расчёт осуществляется по формуле (5):

$$BE_{CO2,\text{абгаз},y} = FC_{\text{BE, абгаз},y} \times EF_{CO2,\text{абгаз},y} \#(5)$$

где:
$BE_{CO2,\text{абгаз},y}$ — выбросы углекислого газа CO_2 по базовой линии от сжигания абгазов на факельной установке (т CO_2-экв./год);
$FC_{\text{BE,абгаз},y}$ — Количество сбросов абгазов на факел с колонн К-118 БК-3, за период *у* (тонн);
$EF_{CO2,\text{абгаз},y}$ — коэффициент выбросов CO_2 от сжигания абгаза за период у (т CO_2-экв./тыс м3);

Расчет выбросов метана от сжигания абгаза на факельной установке осуществляется по формуле (6):

$$BE_{CH4,\text{абгаз},y} = FC_{\text{BE, абгаз},y} \times EF_{CH4,\text{абгаз},y} \#(6)$$

где:
$BE_{CH4,\text{абгаз},y}$ — выбросы метана CH_4 по базовой линии от сжигания абгазов на факельной установке (т CO_2-экв./год);
$FC_{\text{BE,абгаз},y}$ — количество абгаза, сожженного на факельной установке, за период *у* (тонн);
$EF_{CH4,\text{абгаз},y}$ – коэффициент выбросов CH_4 от сжигания абгаза на факельной установке за период *у* (т CO_2-экв./год).

Коэффициент недожога ($CF_{\text{абгаз},y}$) принимается исходя из таблицы 2.2. Приказа № 371 исходя из условия сжигания на факельной установке и равен 0,0006. Коэффициент выбросов CH_4 от сжигания абгаза на факельной установке рассчитывается по формуле (7):

$$EF_{CH4,\text{абгаз},y} = W_{CH4,\text{абгаз},y} \times CF_{\text{абгаз},y} \times 10^{-2} \#(7)$$

где:
$W_{CH4,\text{абгаз},y}$ — содержание CH_4 в МВФ за период у (% мас.);
$CF_{\text{абгаз},y}$ — коэффициент недожога абгаза на факельной установке за период *у* (доля).

Коэффициент недожога ($CF_{\text{МВФ},y}$) принимается из таблицы 2.2. Приказа 371 исходя из условия сжигания на факельной установке и равен 0,0006.

Расчет выбросов CO_2-экв. от сжигания природного газа на факельной установке производится в соответствии с Приказом № 371, Приложение №2, п. 2 «Факельное сжигание». Расчёт осуществляется по формуле (8):

$$BE_{\text{ПГ},y} = BE_{CO2,\text{ПГ},y} + BE_{CH4,\text{ПГ},y} \#(8)$$

где:
$BE_{\text{абгаз},y}$ — выбросы по базовой линии от сжигания природного газа на факельной установке (т CO_2-экв./год);
$BE_{CO2,\text{ПГ},y}$ — выбросы углекислого газа CO_2 по базовой линии от сжигания природного газа на факельной установке (т CO_2-экв./год);
$BE_{CH4,\text{ПГ},y}$ — выбросы метана CH_4 по базовой линии от сжигания природного газа на факельной установке (т CO_2-экв./год);

Расчет выбросов CO_2-экв. от сжигания природного газа на факельной установке производится в соответствии с Приказом № 371, Приложение №2, п. 2 «Факельное сжигание». Расчёт осуществляется по формуле (9):

$$BE_{CO2,\text{ПГ},y} = FC_{\text{BE, ПГ},y} \times EF_{CO2,\text{ПГ},y} \#(9)$$

где:
$BE_{CO2,\text{ПГ},y}$ — выбросы углекислого газа CO_2 по базовой линии от сжигания природного газа на факельной установке (т CO_2-экв./год);
$FC_{\text{BE,ПГ},y}$ — количество природного газа, потребленного на продувку коллекторов, за период *у* (м3);
$EF_{CO2,\text{ПГ},y}$ — коэффициент выбросов CO_2 от сжигания природного газа за период у (т CO_2-экв./ТДж)

Количество природного газа, суммарно потребленного на продувку коллекторов ($FC_{\text{BE,ПГ},y}$), определяется по формуле (10):

$$FC_{\text{BE, ПГ},y} = FC_{BE,\text{ПГ,ГФ}-1,\text{у}} + FC_{BE,\text{ПГ,ГФ}-2,\text{у}} + FC_{BE,\text{ПГ,бутадиен,у}} \#(10)$$

где:
$FC_{\text{BE,ПГ},y}$ — количество природного газа, потребленного на продувку коллекторов, за период *у* (м3);
$FC_{BE,\text{ПГ,ГФ}-1,\text{у}}$ — количество природного газа, потребленного на продувку факельного коллектора ГФ-1;
$FC_{BE,\text{ПГ,ГФ}-2,\text{у}}$ — количество природного газа, потребленного на продувку факельного коллектора ГФ-2;
$FC_{BE,\text{ПГ,бутадиен,у}}$ — количество природного газа, потребленного на продувку факельного коллектора установки «Бутадиен»

Расчет выбросов метана от сжигания природного газа на факельной установке

осуществляется по формуле (11):

$$BE_{CH4,\text{ПГ},y} = FC_{BE,\text{ПГ},y} \times EF_{CH4,\text{ПГ},y} \# (11)$$

где:
$BE_{CH4,\text{ПГ},y}$ — выбросы метана CH_4 по базовой линии от сжигания природного газа на факельной установке (т CO_2-экв./год);
$FC_{BE,\text{ПГ},y}$ — количество природного газа, сожженного на факельной установке, за период *y* (м3);
$EF_{CH4,\text{ПГ},y}$ – коэффициент выбросов CH_4 от сжигания природного газа на факельной установке за период *y* (т CO_2-экв./год).

Коэффициент недожога ($CF_{GU,y}$) принимается исходя из таблицы 2.2. Приказа № 371 исходя из условия сжигания на факельной установке и равен 0,0006. Коэффициент выбросов CH_4 от сжигания природного газа на факельной установке рассчитывается по формуле (12):

$$EF_{CH4,\text{ПГ},y} = W_{CH4,\text{ПГ},y} \times CF_{\text{ПГ},y} \times 10^{-2} \# (12)$$

где:
$W_{CH4,\text{ПГ},y}$ — содержание CH_4 в природном газе за период у (% мас.);
$CF_{\text{ПГ},y}$ — коэффициент недожога природного газа на факельной установке за период *y* (доля).

Коэффициент недожога ($CF_{\text{ПГ},y}$) принимается из таблицы 2.2. Приказа 371 исходя из условия сжигания на факельной установке и равен 0,0006.

Г.3. Мониторинг выбросов / поглощения ПГ по проектному сценарию

Для количественной оценки выбросов ПГ и (или) поглощения ПГ по проектному сценарию проводится регулярный мониторинг по следующим параметрам:

Данные/Параметр 3	$FC_{PE,\text{абгаз,у}}$
Единица измерения	т
Описание	Количество сбросов абгазов на факел с колонн К-118 БК-3
Периодичность измерения / снятия показаний / записи данных	Каждый час
Источник данных	Расходомер-счетчик вихревой, OPTISWIRL 4200 C-ex (первичный преобразователь расхода OPTISWIRL 4200, преобразователь сигналов VFC 200), диапазон измерения расхода: 50…1000 нм^3/ч, приведенная погрешность: 0,75÷2,5

Измеряемый / вычисляемый / используемый по умолчанию	Измеряемый
Метод расчета (если применимо)	Не применимо
Назначение данных	*Предоставляется значение для требуемого периода*
Процедуры контроля качества / гарантии качества	Все измерительные приборы имеют: - Свидетельство об утверждении типа СИ с внесением в государственный реестр средств измерений - Сертификат соответствия ТР ТС 012/2011 - Декларацию о соответствии требованиям ТР ТС 020/2011
Другие комментарии	-

Г.3.1 Описание формул для оценки выбросов по проектному сценарию

В соответствии с Приказом № 248, планируемая величина сокращения (предотвращения) выбросов парниковых газов в результате реализации проекта должна рассчитываться исходя из характеристик (технических условий) применяемого в проекте оборудования, технологий и иных мероприятий.

В связи с этим, выбросы парниковых газов в результате проектной деятельности (PE_y) определяется как выбросы CO_2-экв. от сожжённого объема абгазов на факельном коллекторе за период (PE_y) и выполняется по формуле (13):

$$PE_{\text{абгаз},y} = PE_{CO2,\text{абгаз},y} + PE_{CH4,\text{абгаз},y} \# (13)$$

где:
PE_y — выбросы по проектному сценарию (т CO_2-экв./год);
$PE_{CO2,\text{абгаз},y}$ — выбросы углекислого газа CO_2 по проектному сценарию от сжигания абгазов на факельной установке (т CO_2-экв./год);
$PE_{CH4,\text{абгаз},y}$ — выбросы метана CH_4 по проектному сценарию от сжигания абгазов на факельной установке (т CO_2-экв./год);

Расчет выбросов CO_2-экв. от сжигания абгазов после продувки на факельной установке производится в соответствии с Приказом № 371, Приложение №2, п. 2 «Факельное сжигание». Расчёт осуществляется по формуле (14):

$$PE_{CO2,\text{абгаз},y} = FC_{PE,\text{ абгаз},y} \times EF_{CO2,\text{абгаз},y} \# (14)$$

где:

$PE_{CO2,абгаз,y}$ — выбросы углекислого газа CO_2 по проектному сценарию от сжигания абгазов на факельной установке (т CO_2-экв./год);
$FC_{PE,абгаз,y}$ — количество сбросов абгазов на факел с колонн К-118 БК-3, за период *у* (т);
$EF_{CO2,абгаз,y}$ — коэффициент выбросов CO_2 от сжигания абгаза за период у (т CO_2-экв./ТДж);

Расчет выбросов метана от сжигания абгаза на факельной установке осуществляется по формуле (15):

$$BE_{CH4,абгаз,y} = FC_{BE,\ абгаз,y} \times EF_{CH4,абгаз,y} \#(15)$$

где:
$PE_{CH4,абгаз,y}$ — выбросы метана CH_4 по проектному сценарию от сжигания абгазов на факельной установке (т CO_2-экв./год);
$FC_{PE,абгаз,y}$ — количество абгаза, сожженного на факельной установке, за период *у* (тонн);
$EF_{CH4,абгаз,y}$ – коэффициент выбросов CH_4 от сжигания абгаза на факельной установке за период *у* (т CO_2-экв./год).

Коэффициент недожога ($CF_{абгаз,y}$) принимается исходя из таблицы 2.2. Приказа № 371 исходя из условия сжигания на факельной установке и равен 0,0006. Коэффициент выбросов CH_4 от сжигания абгаза на факельной установке рассчитывается по формуле (16):

$$EF_{CH4,абгаз,y} = W_{CH4,абгаз,y} \times CF_{абгаз,y} \times 10^{-2} \#(16)$$

где:
$W_{CH4,абгаз,y}$ — содержание CH_4 в составе абгаза за период у (% мас.);
$CF_{абгаз,y}$ — коэффициент недожога абгаза на факельной установке за период *у* (доля).

Г.4. Мониторинг утечек в результате реализации проекта, если применимо

Мониторинг осуществляется один раз в год в течение зачётного периода и включает контроль объёма покупного природного газа, поданного предприятию на основании договора закупки.

Г.4.1 Описание формул для оценки утечек в результате реализации проекта

Утечка за год у определяется по формуле (17):

$$\boldsymbol{LEy = \max(0; Vrel,y - \max(0; Mbase - My)) * EFfg}$$

Где:

$\boldsymbol{LEy}$ — утечка в год у, т CO_2-экв.;

Vrel,y — объём высвобожденного топливного газа, оставшегося в топливной сети, в год y, тыс. м³;

Mbase, My — базовый и фактический объёмы подачи покупного природного газа, тыс. м³;

EFfg — коэффициент выбросов CO_2 при сжигании топливного газа, т CO_2/тыс. м³, определяемый в соответствии с Приказом № 371 по данным лабораторного контроля состава газа.

Если снижение подачи покупного природного газа относительно базового показателя равно или превышает высвобождённый объём (M*base* − M*y* ≥ Vrel,y), утечка принимается равной 0 т CO_2-экв. Значение LEy учитывается в колонке «Масса утечек» Таблицы Д.4-1 и в формуле расчета сокращения Раздела Д.4.

РАЗДЕЛ Д. Количественная оценка сокращения/предотвращения выбросов парниковых газов в результате реализации проекта

Подробное описание количественной оценки сокращения выбросов ПГ приведено в расчетной модели (см. Приложение А).

Д.1. Количественная оценка выбросов парниковых газов по базовой линии

Таблица Д.1-1. Выбросы ПГ по базовой линии

№	Период	Сжигание абгазов на факельной установке, т	Сжигание (потребление) ПГ на факеле в целях продувки, тыс. $м^3$	Выбросы ПГ по базовой линии, т CO_2	Выбросы ПГ по базовой линии, т CH_4	Всего, т CO_2-экв
1	25.07.2026-31.12.2026	22 823,0	4 058,8	38966,77	117,27	39084,04
2	2027	38 596,3	9 038,1	74119,31	218,65	74337,96
3	2028	38 596,3	9 038,1	74119,31	218,65	74337,96
4	2029	38 596,3	9 038,1	74119,31	218,65	74337,96
5	2030	38 596,3	9 038,1	74119,31	218,65	74337,96
6	2031	38 596,3	9 038,1	74119,31	218,65	74337,96
7	2032	38 596,3	9 038,1	74119,31	218,65	74337,96
8	2033	38 596,3	9 038,1	74119,31	218,65	74337,96
9	2034	38 596,3	9 038,1	74119,31	218,65	74337,96
10	2035	38 596,3	9 038,1	74119,31	218,65	74337,96
11	01.01.2036-24.07.2036	18 599,1	4 979,3	36894,10	112,09	37006,18
Итого	**25.07.2026-24.07.2036**	**388 788,5**	**90 380,9**	**778 218,23**	**2 313,06**	**780 531,29**

Д.2. Количественная оценка выбросов парниковых газов по проектному сценарию

Таблица Д.2-1. Выбросы ПГ по проекту

№	Период	Сжигание абгазов на факельной установке, т	Сжигание (потребление) ПГ на факеле в целях продувки, тыс. $м^3$	Выбросы ПГ по проектному сценарию, т CO_2	Выбросы ПГ по проектному сценарию, т CH_4	Всего, т CO_2-экв
1	25.07.2026-31.12.2026	22 823,0	0,0	31331,52	73,41	31404,93
2	2027	38 596,3	0,0	57072,74	121,32	57194,06
3	2028	38 596,3	0,0	57072,74	121,32	57194,06
4	2029	38 596,3	0,0	57072,74	121,32	57194,06

№	Период	Сжигание абгазов на факельной установке, т	Сжигание (потребление) ПГ на факеле в целях продувки, тыс. м^3	Выбросы ПГ по проектному сценарию, т CO_2	Выбросы ПГ по проектному сценарию, т CH_4	Всего, т CO_2-экв
5	2030	38 596,3	0,0	57072,74	121,32	57194,06
6	2031	38 596,3	0,0	57072,74	121,32	57194,06
7	2032	38 596,3	0,0	57072,74	121,32	57194,06
8	2033	38 596,3	0,0	57072,74	121,32	57194,06
9	2034	38 596,3	0,0	57072,74	121,32	57194,06
10	2035	38 596,3	0,0	57072,74	121,32	57194,06
11	01.01.2036-24.07.2036	18 599,1	0,0	27502,66	58,46	27561,12
Итого	**25.07.2026-24.07.2036**	**388 788,5**	**0,0**	**603 120,99**	**1 326,05**	**604 447,04**

Д.3. Оценка массы утечек, если применимо

На основании обоснования, приведённого в Разделе В.3 (дефицитный баланс топливной системы предприятия и вытеснение покупного природного газа высвобождаемым объёмом топливного газа), масса утечек принимается равной 0 т CO_2-экв. за весь зачётный период. Процедура ежегодного мониторинга утечек и корректирующих действий установлена в Разделе Г.4; при выявлении по результатам мониторинга ненулевого значения утечки сокращение выбросов за соответствующий отчётный год уменьшается на величину утечки.

Д.4. Планируемая величина сокращения/предотвращения выбросов парниковых газов и(или) поглощения парниковых газов в результате реализации проекта

Для расчета сокращения/предотвращения выбросов ПГ в результате реализации проектной деятельности вычисляется разность между выбросами ПГ по базовой лини и выбросами ПГ по проектному сценарию с учетом утечек и определяется по формуле (5):

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y \quad (8)$$

где ER_y – сокращение выбросов парниковых газов в результате реализации проектной деятельности, т $CO_{2\text{-экв}}$;

BE_y – выбросы парниковых газов по базовой линии, т $CO_{2\text{-экв}}$;

PE_y – выбросы парниковых газов по проектному сценарию, т $CO_{2\text{-экв}}$;

LE_y – утечки парниковых газов от проектной деятельности (равны нулю для данного проекта), т $CO_{2\text{-экв}}$.

Таблица Д.4-1. Сокращение выбросов ПГ в результате реализации проекта

№	Период	Выбросы ПГ по базовой линии, т CO_2-экв	Выбросы ПГ по проектному сценарию, т CO_2-экв	Масса утечек, т $CO_{2\text{-экв}}$	Сокращение / предотвращение выбросов ПГ, т $CO_{2\text{-экв}}$
1	25.07.2026-31.12.2026	39084,04	31404,93	0,0	7679,11
2	2027	74337,96	57194,06	0,0	17143,90
3	2028	74337,96	57194,06	0,0	17143,90
4	2029	74337,96	57194,06	0,0	17143,90
5	2030	74337,96	57194,06	0,0	17143,90
6	2031	74337,96	57194,06	0,0	17143,90
7	2032	74337,96	57194,06	0,0	17143,90
8	2033	74337,96	57194,06	0,0	17143,90
9	2034	74337,96	57194,06	0,0	17143,90
10	2035	74337,96	57194,06	0,0	17143,90
11	01.01.2036-24.07.2036	37006,18	27561,12	0,0	9445,06
Итого	**25.07.2026-24.07.2036**	**780 531,29**	**604 447,04**	**0,0**	**171 419,3**

РАЗДЕЛ E. Сроки реализации проекта

E.1. Дата принятия решения об осуществлении финансового обеспечения

Дата принятия решения об осуществлении финансового обеспечения принимается по Решение 1 о переводе проекта на этап 2 «Подготовка к реализации» и выделении финансирования по дате 10.03.2023

E.2. Дата начала и сроки реализации проекта

Дата начала проектной деятельности – 2*4.10*.2025. Указанная дата соответствует утверждению программы ОПЭ по продувке факельных коллекторов М-1, М-2, М-3 абгазами колонн Кт-118 установки БК-3 производства изобутилена и МТБЭ, согласно проекта Z23032 «Подача абгазов колонн Кт-118 установки БК-3 производства изобутилена и МТБЭ на продувку факельных коллекторов М-1, М-2, М-3».

Дата завершения проекта – 24.07.2036. Указанная дата соответствует окончанию зачетного периода.

Срок реализации проекта – 10 лет.

E.3. Продолжительность реализации проекта и сроки этапов реализации проекта

Таблица E.3-1. Этапы реализации проекта

Наименование этапа	Временной период
Решение 1 о переводе проекта на этап 2 «Подготовка к реализации» и выделении финансирования	10.03.2023
Утверждение программы ОПЭ по продувке факельных коллекторов М-1, М-2, М-3 абгазами колонн Кт-118 установки БК-3 производства изобутилена и МТБЭ, согласно проекта Z23032 «Подача абгазов колонн Кт-118 установки БК-3 производства изобутилена и МТБЭ на продувку факельных коллекторов М-1, М-2, М-3».	24.10.2025
Начало зачетного периода	25.07.2026

E.4. Продолжительность периода, в течение которого в результате реализации проекта происходит сокращение/предотвращение выбросов ПГ

Зачетный период, в течение которого в результате реализации проекта происходит сокращение/предотвращение выбросов ПГ с выпуском углеродных единиц, составляет 10 лет без возможности продления.

Дата начала зачетного периода – 25.07.2026 в соответствии с требованиями Приказа № 248. Указанная дата соответствует следующему дню после окончания остановочного ремонта на производствах МТБЭ и БК-3[7].

[7] График ОР и ППР 2026 г.

Сроки зачетного периода – 10 лет без возможности продления.

РАЗДЕЛ Ж. Описание потенциальных рисков невыполнения мероприятий проекта и мер по их минимизации

Так как работы по проекту завершены и введены в эксплуатацию, то риски, связанные с этапом планирования и строительно-монтажными мероприятиями, отсутствуют.

Таблица Ж-1. Потенциальные риски невыполнения мероприятий проекта

Описание риска	Вероятность возникно-вения	Влияние на проект	Период влияния	Методы минимизации риска
Аварии в технологическом процессе	Низкая	Среднее	Весь период времени, в течение которого запланировано сокращение выбросов CO2 с целью выпуска в обращение углеродных единиц	Для обеспечения коррозионной стойкости от внешних атмосферных воздействий трубопровод абгаза имеет антикоррозионное покрытие. Трубопроводы и запорная арматура выбраны с учетом технологических параметров процесса (температуры и давления) из материалов, коррозионностойких к рабочим средам и сохраняющих прочностные свойства в климатических условиях района строительства. Расположение запорной, регулирующей арматуры и оборудования КИП обеспечивает доступ персонала к ним. С целью снижения пропуска абгаза в атмосферу предусмотрено использование арматуры с классом герметичности затвора «А».
Пожарная опасность - наличие взрывопожароопасных веществ в составе абгаза Кт-118 − воспламеняющихся газов (CO, углеводородов C2, C3 (пропан, пропилен), C4 (бутан, изобутан, изобутилен, бутадиен). непроизвольному термическому разложению.	Низкая	Средняя	Весь период времени, в течение которого запланировано сокращение выбросов CO2 с целью выпуска в обращение углеродных единиц	Обращающийся продукт в условиях технологического процесса подачи в начало факельных коллекторов не обладает способностью быстро и спонтанно полимеризоваться, реагировать с водой, саморазогреваться и самовоспламеняться, не склонен к непроизвольному термическому разложению.

РАЗДЕЛ З. Сведения об оценке воздействия проекта на окружающую среду

Реализация проекта не предполагает воздействие на все компоненты окружающей среды.

Проектные решения не приводят:

- к увеличению количества отходов производства;
- к дополнительным выбросам загрязняющих веществ в атмосферу;
- образованию сточных вод;
- образованию твердых и жидких отходов.

Поэтому дополнительных мероприятий по защите окружающей среды не требуются, и оценка воздействия проекта на окружающую среду не проводилась.

Экономия потребления энергоресурсов (электроэнергии) в результате реализации проекта ведет к сокращению сжигания топлива на объекте генерации электроэнергии и, как следствие, к снижению выбросов загрязняющих веществ, что положительно влияет на окружающую среду.

ПРИЛОЖЕНИЕ А. Расчетная модель

Вкладка «Расчетная модель»

	Фактические значения															
Базовая линия	**2023**	**2024**	**2025**	**01.01.2026-24.07.2026**	**25.07.2026-31.12.2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**	**01.01.2036-24.07.2036**	
Сжигание абгаза на факеле, т	21 756,6	33 826,3	40 782,6	18 599,1	22 823,0	38 596,3	38 596,3	38 596,3	38 596,3	38 596,3	38 596,3	38 596,3	38 596,3	38 596,3	18 599,1	
Коэффициент выбросов при сжигании абгаза на факеле, т CO_2/т	1,49	1,63	1,53	1,37	1,37	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	
Коэффициент выбросов при сжигании абгаза на факеле, т CH_4/т	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	
Сжигание (потребление) ПГ на факеле в целях продувки, тыс. м3	3 629,37	7 457,33	10 652,70	5 183,31	4 058,75	9 038,09	9 038,09	9 038,09	9 038,09	9 038,09	9 038,09	9 038,09	9 038,09	9 038,09	4 979,34	
Коэффициент выбросов при сжигании ПГ на факеле, т CO_2/тыс. м3	1,88	1,89	1,90	1,88	1,88	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89	
Коэффициент выбросов при сжигании ПГ на факеле, т CH_4/тыс м3	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	0,0004	ИТОГО
Выбросы, т CO_2	39 162,7	69 166,9	82 752,3	35 283,6	38 966,8	74 119,3	74 119,3	74 119,3	74 119,3	74 119,3	74 119,3	74 119,3	74 119,3	74 119,3	36 894,1	778 218,2
Выбросы, т CH_4, в т CO_2-экв.	85,6	191,5	271,4	115,8	117,3	218,7	218,7	218,7	218,7	218,7	218,7	218,7	218,7	218,7	112,1	2 313,1
Выбросы по сценарию, т CO_2-экв.	39 248,3	69 358,4	83 023,7	35 399,4	39 084,0	74 338,0	74 338,0	74 338,0	74 338,0	74 338,0	74 338,0	74 338,0	74 338,0	74 338,0	37 006,2	780 531,3

Проектный сценарий	**2023**	**2024**	**2025**	**01.01.2026-24.07.2026**	**25.07.2026-31.12.2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**	**01.01.2036-24.07.2036**	
Сжигание абгаза на факеле, т	21 756,6	33 826,3	40 782,6	15 773,2	22 823,0	38 596,3	38 596,3	38 596,3	38 596,3	38 596,3	38 596,3	38 596,3	38 596,3	38 596,3	18 599,1	
Коэффициент выбросов при сжигании абгаза на факеле, т CO_2/т	1,49	1,63	1,53	1,37	1,37	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	1,48	
Коэффициент выбросов при сжигании абгаза на факеле, т CH_4/т	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	
Сжигание ПГ на факеле в целях продувки, м3	3 629,37	7 457,33	10 652,70	4 772,87	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Коэффициент выбросов при сжигании ПГ на факеле, т CO_2/тыс м3	1,882	1,889	1,896	1,881	1,881	1,886	1,886	1,886	1,886	1,886	1,886	1,886	1,886	1,886	0,000	
Коэффициент выбросов при сжигании ПГ на факеле, т CH_4/тыс м3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	ИТОГО
Выбросы, т CO_2	39 162,7	69 166,9	82 752,3	30 632,1	31 331,5	57 072,7	57 072,7	57 072,7	57 072,7	57 072,7	57 072,7	57 072,7	57 072,7	57 072,7	27 502,7	603 121,0
Выбросы, т CH_4, в т CO_2-экв.	85,6	191,5	271,4	102,3	73,4	121,3	121,3	121,3	121,3	121,3	121,3	121,3	121,3	121,3	58,6	1 326,1
Выбросы по сценарию, т CO_2-экв.	39 248,3	69 358,4	83 023,7	30 734,5	31 404,9	57 194,1	57 194,1	57 194,1	57 194,1	57 194,1	57 194,1	57 194,1	57 194,1	57 194,1	27 561,1	604 447,0
Сокращение выбросов, т CO_2	**0,0**	**0,0**	**0,0**	**4 665,0**	**7 679,1**	**17 143,9**	**17 143,9**	**17 143,9**	**17 143,9**	**17 143,9**	**17 143,9**	**17 143,9**	**17 143,9**	**17 143,9**	**9 445,1**	**171 419,3**