

Методология реализации климатического проекта № 0001

**ИЗВЛЕЧЕНИЕ ГАЗА ИЗ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН, КОТОРЫЙ В ИНОМ СЛУЧАЕ
ОТВОДИЛСЯ В АТМОСФЕРУ ИЛИ СЖИГАЛСЯ НА ФАКЕЛЬНЫХ УСТАНОВКАХ,
И ЕГО УТИЛИЗАЦИЯ ДЛЯ ГЕНЕРАЦИИ ТЕПЛО- И/ИЛИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА
МЕСТЕ**

Разработчик: Институт глобального климата и экологии имени академика Ю. А. Израэля

Версия 2.0

18 июня 2023 г.

СОДЕРЖАНИЕ

I.	ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....	3
II.	ПРИМЕНИМОСТЬ МЕТОДОЛОГИИ, ГРАНИЦЫ ПРОЕКТА.....	3
III.	ОПРЕДЕЛЕНИЕ БАЗОВОЙ ЛИНИИ.....	8
IV.	СРОКИ ПРОЕКТА.....	10
V.	ДОПОЛНИТЕЛЬНОСТЬ	11
VI.	ТРЕБОВАНИЯ К ПЛАНУ МОНИТОРИНГА	12
VII.	ПРОЕКТНЫЙ СЦЕНАРИЙ.....	14
	Проектные выбросы от выработки тепла и/или электричества на площадке для собственных нужд месторождений	14
	Проектные выбросы от сжигания на факеле.....	15
	Проектные выбросы от производства электроэнергии, необходимой для работы установки подготовки попутного газа (если применимо)	15
	Сценарий 1	15
	Сценарий 2.....	16
	Сокращение выбросов	16
	Оценка рисков проекта	16
VIII.	ОЦЕНКА ВЫБРОСОВ ОТ УТЕЧЕК ПРОЕКТНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	18
IX.	МИНИМИЗАЦИЯ РИСКА НЕПОСТОЯНСТВА	18
X.	МЕТОДЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ДВОЙНОГО УЧЕТА, НЕГАТИВНЫХ ЭФФЕКТОВ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБЩЕСТВО	18
XI.	РЕКОМЕНДАЦИИ В ОТНОШЕНИИ ИЗМЕНЕНИЯ И/ИЛИ СОХРАНЕНИЯ БАЗОВОЙ ЛИНИИ В СЛУЧАЕ ПРОДЛЕНИЯ ПЕРИОДА КРЕДИТОВАНИЯ И ПРОЕКТНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	19
XII.	НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ.....	20

I. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Для целей данной методологии применяются следующие определения:

Газлифт – способ добычи нефти и нефтегазового конденсата, заключающийся в разгазировании жидкости в подъемных трубах и подъеме ее из скважины за счет возникающей разности давлений в подъемных трубах и затрубном пространстве.

Газлифтный газ – газ высокого давления, используемый для газлифта в нефтяных скважинах.

Газопровод – магистральный трубопровод, способный транспортировать более 1 млн м³ природного газа в сутки.

Месторождение – нефтяное, нефтегазовое или нефтегазоконденсатное месторождение.

Период кредитования – это период, в течение которого верифицированные и сертифицированные сокращения выбросов ПГ или увеличение чистой антропогенной абсорбции ПГ поглотителями, связанные с деятельностью по климатическому проекту, в зависимости от ситуации, могут привести к выпуску углеродных единиц. Временной период, который применяется к периоду кредитования деятельности по климатическому проекту, и то, является ли период кредитования возобновляемым или фиксированным, определяется в соответствии с разделом 4 «Сроки проекта» настоящей методологии.

Подготовленный газ – газ, получаемый на установке подготовки попутного газа.

Попутный газ – газообразная смесь углеводородных и неуглеводородных компонентов, добываемая совместно с нефтью через нефтяные скважины и выделяющаяся из нефти в процессе ее промысловой подготовки.

Установка подготовки попутного газа – установка, предназначенная для удаления нефти, влаги, механических примесей и конденсата.

II. ПРИМЕНИМОСТЬ МЕТОДОЛОГИИ, ГРАНИЦЫ ПРОЕКТА

Данная методология применима к деятельности по проекту, связанной с утилизацией попутного газа из нефтяных скважин, который в ином случае бы отводился в атмосферу или сжигался на факельных установках. Вводится в эксплуатацию новая установка подготовки попутного газа, на которой осуществляется подготовка попутного газа. Подготовленный газ подается на новую тепло- и/или электрогенерирующую установку на месторождении для удовлетворения потребностей в тепле и/или электроэнергии на месте.

Методология применима при следующих условиях:

- Весь извлеченный попутный газ поступает из действующих нефтяных скважин, которые находятся в эксплуатации и обеспечивают добычу нефти на момент извлечения попутного газа.
- На проектных нефтяных скважинах ведутся записи о сжигании или отведении в атмосферу попутного газа в течение не менее трех лет. Эти записи должны быть представлены юридическому лицу или индивидуальному предпринимателю, аккредитованному в национальной системе аккредитации в качестве органа по валидации и верификации парниковых газов и который не является аффилированным лицом исполнителя проекта, при проведении валидации. В случае, если месторождение функционирует менее трех лет и, как следствие, данные о сжигании или отведении в атмосферу попутного нефтяного газа за 3 года отсутствуют, для установления базовой линии необходимо применить один из альтернативных подходов, описанных в разделе «III. Определение базовой линии».
- Доступны данные (количество и доля углерода) по попутному газу.
- Если нефтяные скважины проекта включают газлифтные системы, то в качестве рабочего газа должен использоваться попутный газ из нефтяных скважин в пределах границ проекта.

Данная методология не может быть использована для проектной деятельности, в результате которой происходит транспортировка попутного газа через магистральный газопровод и замена ископаемых видов топлива попутным газом на других объектах.

Наконец, данная методология применима только в том случае, если в результате применения процедуры определения базового сценария и демонстрации дополненности, выполненной с помощью Руководства № 001 «Обоснование дополненности проектной деятельности», отведение в атмосферу и/или сжигание на факельных установках попутного газа на объектах нефтедобычи является наиболее вероятным базовым сценарием.

В случае изменений в нормативно-правовой базе Российской Федерации по регулированию парниковых газов, данная методология подлежит пересмотру с целью учета соответствующих изменений.

Границы проекта

В границы проекта входят:

- Проектное месторождение и скважины, где собирается попутный газ и/или газ, используемый для газлифта.

- Площадка, где попутный газ и/или рабочий газ отводился в атмосферу или сжигался на факельных установках в отсутствие проектной деятельности.
- Инфраструктура сбора, подготовки и утилизации газа.
- Источник газа, используемого для газлифта.

Парниковые газы, включенные в границы проекта или исключенные из них, представлены в Таблице 1.

Таблица 1 – Источники выбросов, включенные или исключенные из границ проекта

Источник		Газ	Включен	Обоснование/объяснение
Базовый сценарий	Отведение попутного газа в атмосферу	CO ₂	Да	Для консервативности предполагается, что попутный газ сжигался на факелах по базовому сценарию, даже если он был фактически отведен в атмосферу до начала деятельности по проекту.
		CH ₄	Да	Для консервативности предполагается, что попутный газ сжигался на факелах по базовому сценарию, даже если он был фактически отведен в атмосферу до начала деятельности по проекту.
		N ₂ O	Нет	Предполагается пренебрежимо малым
	Сжигание попутного газа	CO ₂	Да	Основной источник выбросов в базовой линии
		CH ₄	Да	Предполагается, что сжигание на факеле приводит к неполному окислению углерода в попутном газе.
		N ₂ O	Нет	Предполагается пренебрежимо малым
	Использование энергии на извлечение, подготовку, транспортировку попутного газа	CO ₂	Да	Энергия производится из ископаемого топлива (если установка не получает электроэнергию из сети)
		CH ₄	Нет	Предполагается пренебрежимо малым
		N ₂ O	Нет	Предполагается пренебрежимо малым
Проектный сценарий	Сжигание попутного газа	CO ₂	Да	Основной источник выбросов в проектной деятельности
		CH ₄	Да	Предполагается, что сжигание на факеле приводит к неполному окислению углерода в попутном газе
		N ₂ O	Нет	Предполагается пренебрежимо малым

Неорганизованные выбросы при подготовке и транспортировке попутного газа или очищенного газа	CO ₂	Нет	Предполагается пренебрежимо малым
	CH ₄	Да	Предполагается пренебрежимо малым
	N ₂ O	Нет	Предполагается пренебрежимо малым
Использование энергии для извлечения, подготовки, транспортировки попутного нефтяного газа и нужд тепло/электроэнергетической установки	CO ₂	Да	Энергия производится из ископаемого топлива (если установка не получает электроэнергию из сети или в результате утилизации попутного нефтяного газа)
	CH ₄	Нет	Предполагается пренебрежимо малым
	N ₂ O	Нет	Предполагается пренебрежимо малым



Рисунок 1. Схематическое изображение базовой деятельности

Точки на рисунке соответствуют следующему:

Точка F₁ – точка измерения извлеченного попутного газа.

Точка F₂ – точка измерения ископаемого топлива на входе в энергоблок (в случае если установка не получает электроэнергию из электросети).

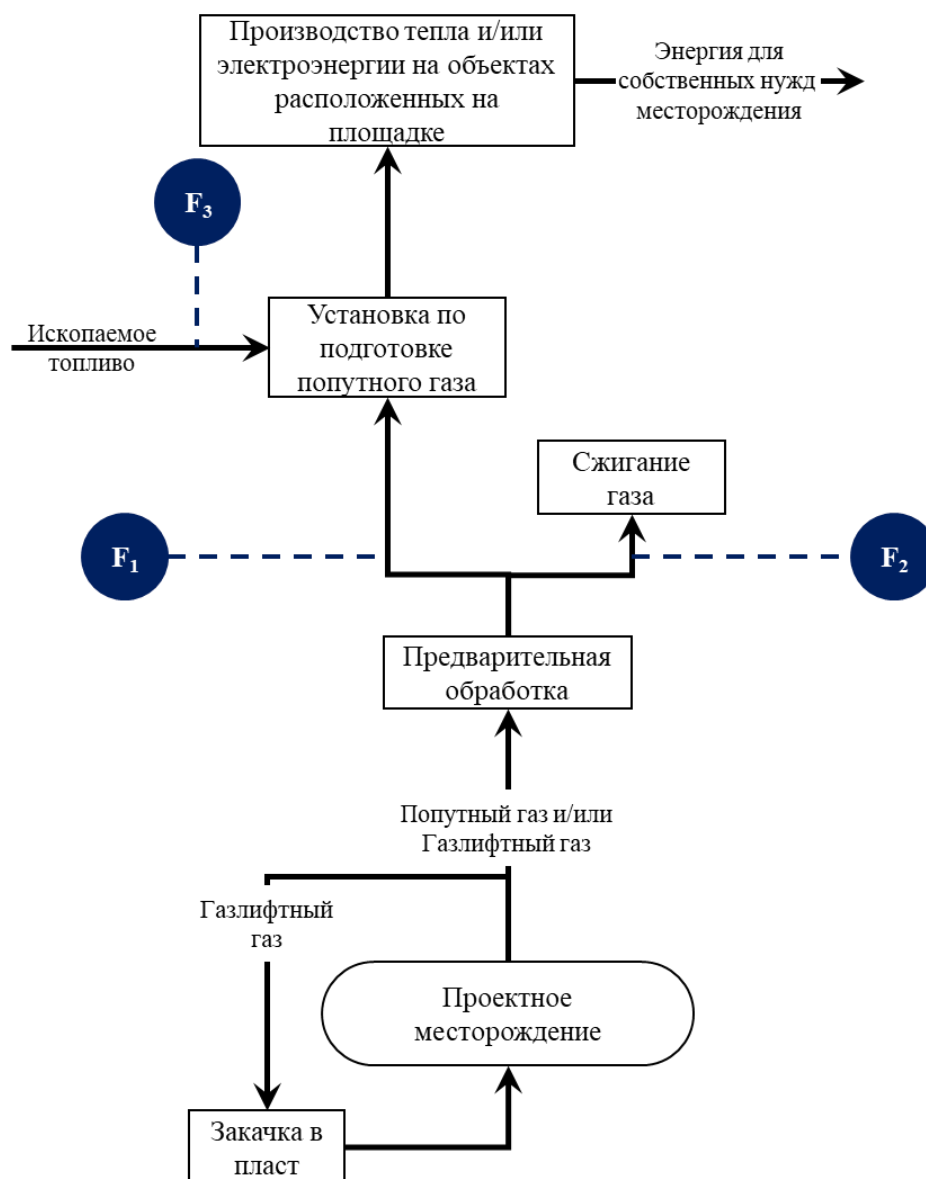


Рисунок 2. Схематическое изображение деятельности по проекту

Точки на рисунке соответствуют следующему:

Точка F_1 – точка замера на входе в тепло- и/или электрогенерирующую установку на площадке, использующую попутный газ.

Точка F_2 – точка замера попутного газа, направляемого на сжигание в факельной установке при освобождении и продувке насосов.

Точка F_3 – точка измерения ископаемого топлива, используемого для выработки электроэнергии, необходимой для работы установки по подготовке попутного газа (в случае если установка не получает электроэнергию из электросети или в результате утилизации попутного нефтяного газа).

В случае, если объекты внутри границ проекта, указанные в настоящей методологии, принадлежат разным юридическим лицам (или находятся в оперативном управлении у разных юридических лиц), то проектная документация должна включать в себя описание процедур исключения возможности двойного учета сокращения выбросов парниковых газов, потенциально достигаемых в результате проектной деятельности, закреплённых в договорных соглашениях.

III. ОПРЕДЕЛЕНИЕ БАЗОВОЙ ЛИНИИ

Базовая линия¹ устанавливается консервативным способом² для ситуации реализации деятельности в обычном режиме, в том числе, с учетом всех действующих политик и мер, но без учета дополнительных мероприятий проекта (модель «Бизнес в обычном режиме»).

Разработчик проекта может применить один из приведенных ниже подходов к определению базовой линии с обоснованием целесообразности выбора³:

1) Наилучшие доступные технологии, которые являются экономически осуществимыми и экологически ориентированными.

2) Практика сравнения бизнес-процессов и показателей эффективности с лучшими отраслевыми показателями и передовым опытом других компаний, как минимум на среднем уровне выбросов 20% наиболее эффективных сопоставимых видов деятельности, обеспечивающих аналогичные результаты и услуги в определенной сфере в аналогичных социальных, экономических, экологических и технологических условиях (далее - амбициозный/эталонный сравнительный подход).

3) Подход, основанный на текущих (фактических) или исторических выбросах, скорректированных в сторону уменьшения не менее чем на 5%, если иное не предусмотрено Методологией проекта.

¹ Базовая линия по парниковым газам; базовая линия по ПГ (greenhouse gas baseline: GHG baseline) - количественно определенная точка (точки) отсчета выбросов ПГ и/или поглощения ПГ, которая наступила бы в отсутствие проекта по ПГ выражающая базовый сценарий, относительно которого проводятся сравнения проектных выбросов и поглощений ПГ (ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Газы парниковые. Часть 2).

² Расчет базовой линии считается консервативным, если не будет завышена конечная оценка сокращений выбросов в результате реализации проектной деятельности. При возникновении сомнений, разработчику проекта лучше использовать значения, приводящие к занижению прогноза базовой линии.

³ Подходы к определению базовых линий приводятся в Решении, принятом на Конференции Сторон, в рамках совещания Сторон Парижского соглашения, третья сессия (FCCC/PA/CMA/2021/10/Add.1, статья 6.4 Парижского соглашения, стр. 34, п. 36). URL: https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cma2021_10a01E.pdf.

Приведенные подходы имеют рамочный характер, дающий общее понимание о способах определения базовых линий. Детализированный подход к определению базовой линии для данного типа проектов изложен в разделе 3.

Базовые выбросы

Определение базовой линии осуществляется с учетом прогнозируемого уровня производственной деятельности и сведений о фактических объемах выбросов парниковых газов и их поглощении за период не менее 3 (трех) лет до начала реализации проекта.

Предполагается, что по базовому сценарию весь попутный газ сжигается на факельной установке (а не рассеивается) и углерод превращается в диоксид углерода. Предполагается, что сжигание на факеле приводит к неполному окислению углерода в попутном газе.

Также базовые условия учитывают выбросы от выработки энергии на энергогенерирующей установке на объекте в случае, если электроснабжение собственных нужд месторождения осуществляется не от сети.

Базовые выбросы рассчитываются следующим образом:

$$BE_y = BE_{CO_2, CH_4, \text{сжиг.}, y} + BE_{\text{генер.}, y} \quad (1)$$

где:

- BE_y = Базовые выбросы в год y , тCO₂-экв
- $BE_{CO_2, CH_4, \text{сжиг.}, y}$ = Выбросы CO₂ и CH₄ от сжигания попутного газа на факелах в год y , тCO₂-экв
- $BE_{\text{генер.}, y}$ = Выбросы CO₂ в результате сжигания ископаемого топлива для производства электроэнергии на объекте в год y (в случае если установка не получает электроэнергию из электросети), тCO₂/год

Базовые выбросы от сжигания на факеле

$$BE_{CO_2, CH_4, \text{сжиг.}, y} = \sum_{j=1}^n (FC_{j,y} \times EF_{i,j,y}) \quad (2)$$

где:

- $BE_{CO_2, CH_4, \text{сжиг.}, y}$ = Выбросы CO₂ и CH₄ от сжигания попутного газа на факелах в год y , тCO₂-экв
- $FC_{j,y}$ = Объем j -углеводородной смеси, измеренный в точке F₁ на рисунке 1 в период y , тыс. м³
- $EF_{i,j,y}$ = Коэффициент выбросов i -ППГ от сжигания j -углеводородной смеси на факельной установке за период y , т/тыс. м³
- i = CO₂, CH₄
- j = Тип углеводородной смеси
- n = Количество видов углеводородных смесей, сжигаемых на факельной установке

Коэффициенты выбросов ПГ от сжигания j -углеводородной смеси на факельной установке рассчитываются в соответствии с частью 2 Приложения № 2 к Методике количественного определения выбросов парниковых газов, утвержденной Приказом Минприроды России от 27 мая 2022 г. № 371.

Базовые выбросы от выработки электроэнергии на площадке для собственных нужд месторождений

$$BE_{\text{генер},y} = \sum_{j=1}^n (FC_{j,y} \times EF_{CO_2,j,y} \times OF_{j,y}) \quad (3)$$

где:

- $BE_{\text{генер},y}$ = Выбросы CO_2 в результате сжигания ископаемого топлива для производства электроэнергии на объекте в год y (в случае если установка не получает электроэнергию из электросети), т CO_2 /год
- $FC_{j,y}$ = Объем j -углеводородной смеси, измеренный в точке F_2 на рисунке 1 в период y , тыс. м³
- $EF_{CO_2,j,y}$ = Коэффициент выбросов CO_2 от сжигания j -углеводородной смеси за период y , т/тыс. м³
- $OF_{j,y}$ = Коэффициент окисления топлива j (доля)
- j = Тип топлива, используемого для сжигания
- n = Количество использованного топлива за период y

Коэффициенты рассчитываются в соответствии с частью 1 Приложения № 2 к Методике количественного определения выбросов парниковых газов, утвержденной Приказом Минприроды России от 27 мая 2022 г. № 371.

IV. СРОКИ ПРОЕКТА

Дата начала проектной деятельности не регламентируется.

Период кредитования для проектов по сокращению выбросов составляет максимум 5 лет с возможностью продления максимум два раза по 5 лет или максимум 10 лет без возможности продления.

Период кредитования начинается не ранее чем за 5 лет до подачи документов на валидацию для проектов, прошедших валидацию до 31 декабря 2025 года, и не ранее чем за 2 года до подачи документов на валидацию для проектов, прошедших валидацию после 1 января 2026 года.

Дополнительность и базовая линия должны оцениваться на момент начала кредитного периода и подтверждаться либо пересматриваться на момент начала следующего 5-летнего этапа, если проект проводится 3 раза по 5 лет.

V. ДОПОЛНИТЕЛЬНОСТЬ

Дополнительность должна быть продемонстрирована с помощью Руководства № 001 «Обоснование дополнительной проектной деятельности».

Также необходимо учитывать следующие факторы:

- Значение показателя сжигания на факельных установках и (или) рассеивания попутного нефтяного газа, в соответствии с требованиями 12 Постановления Правительства Российской Федерации от 08.11.2012 № 1148 «Об особенностях расчета платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании и (или) рассеивании попутного газа», не должно превышать 5%. Исключение составляют случаи освоения участков недр со степенью выработанности запасов нефти по участку недр меньше или равной 0,01, а также в течение 3 лет с момента превышения указанного показателя или до достижения степени выработанности запасов нефти по участку недр, равной 0,05, если это наступит раньше. В случае если до проектной деятельности показатель сжигания попутного нефтяного газа составлял более 5% от добычи попутного нефтяного газа, а после реализации проектной деятельности он составит менее 5% от добычи попутного нефтяного газа, то в расчёте базовых выбросов от факельного сжигания, то есть $FC_{j,y}$ согласно формуле 2, объём факельного сжигания попутного нефтяного газа должен быть принят в размере 5% от объёма добытого попутного нефтяного газа (согласно вышеуказанному постановлению).
- Объём выбросов парниковых газов на тонну попутного газа по проектному сценарию должен быть не менее аналогичного показателя объёма выбросов верхних 20% сопоставимых видов деятельности, реализуемых в соответствии с применимыми наилучшими доступными технологиями (таблица 5.4 и таблица 5.5 информационно-технического справочника по наилучшим доступным технологиям ИТС НДТ 28-2021 «Добыча нефти»).

VI. ТРЕБОВАНИЯ К ПЛАНУ МОНИТОРИНГА

Все данные, собранные в рамках мониторинга, должны архивироваться в электронном виде и храниться не менее двух лет после окончания последнего периода кредитования. Сто процентов данных должны контролироваться в рамках мониторинга, если в приведенных ниже таблицах не указано иное. Все измерения должны проводиться с помощью калиброванного измерительного оборудования в соответствии с отраслевыми стандартами.

Кроме того, применяются положения о контроле инструментов, упомянутых в настоящей методологии.

Таблица 2 – Данные и параметры мониторинга объема j-углеводородной смеси

Данные/Параметр:	$FC_{j,y}$
Единица данных:	м ³
Наименование:	Объем j-углеводородной смеси, измеренный в точках в период y: <ul style="list-style-type: none">– F₁ на рисунке 1;– F₂ на рисунке 1 (если применимо);– F₁ на рисунке 2;– F₂ на рисунке 2;– F₃ на рисунке 2 (если применимо);
Источник данных:	Расходомер
Порядок измерений (при наличии):	Система учета должна быть спроектирована, установлена и обслуживаться в соответствии с требованиями соответствующих эталонных стандартов технологии учета. Калибровка измерительных приборов должна проводиться с соответствующей периодичностью для обеспечения поддержания характеристик в пределах расчетной точности.
Периодичность мониторинга:	В непрерывном режиме
Процедуры обеспечения и контроля качества:	Калибровка и техническое обслуживание измерительных приборов будет осуществляться в соответствии с требованиями производителя и эталонного стандарта. Внутренний аудит калибровки системы учета перед каждым отчетом о мониторинге.

Таблица 3 – Данные и параметры мониторинга химического состава j-углеводородной смеси

Данные/Параметр:	Химический состав j-углеводородной смеси
Единица данных:	Объемная доля, %
Наименование:	Среднее содержание компонентов в j-углеводородной смеси в точках за период у: <ul style="list-style-type: none"> – F₁ на рисунке 1; – F₂ на рисунке 1 (если применимо); – F₁ на рисунке 2; – F₂ на рисунке 2; – F₃ на рисунке 2 (если применимо);
Источник данных	Анализ, выполняемый с помощью экспресс-анализатора или ручного отбора проб и лабораторного анализа с использованием лабораторного анализатора.
Порядок измерений (при наличии):	Оборудование и процедура отбора проб, газоанализатор и процедуры анализа также должны отвечать требованиям соответствующих эталонных стандартов, а в случае использования лабораторного анализа лаборатория должна соответствовать национальным стандартам аккредитации. Калибровка
Периодичность мониторинга:	Ежемесячно
Процедуры обеспечения и контроля качества:	Калибровка и техническое обслуживание анализатора должна осуществляться в соответствии с требованиями производителя и эталонного стандарта. Внутренний аудит калибровки анализатора должен проводиться перед каждым отчетом о мониторинге.

VII. ПРОЕКТНЫЙ СЦЕНАРИЙ

В данной методологии учитываются следующие источники проектных выбросов:

- Выбросы CO₂ в результате сжигания подготовленного газа для производства тепла и/или электроэнергии на объекте.
- Выбросы CO₂, CH₄ от факельного сжигания попутного газа, возникающие при сбросе и продувке насосов тепло- и/или электрогенерирующих установок на месторождении.
- Выбросы CO₂ от сжигания ископаемого топлива для выработки электроэнергии, необходимой для работы установки подготовки попутного газа (если установка не получает электроэнергию от сети или не использует попутный газ).

Проектные выбросы рассчитываются следующим образом:

$$PE_y = PE_{\text{генер.,}y} + PE_{CO_2,CH_4,\text{сжиг.,}y} + PE_{\text{уп.,}y} \quad (4)$$

где:

- PE_y = Проектные выбросов в год y , тCO₂-экв
- $PE_{\text{генер.,}y}$ = Выбросы CO₂ в результате сжигания подготовленного газа для производства тепла и/или электроэнергии на объекте в год y , тCO₂
- $PE_{CO_2,CH_4,\text{сжиг.,}y}$ = Выбросы CO₂ и CH₄ от факельного сжигания попутного газа, возникающие при сбросе и продувке насосов тепло- и/или электрогенерирующих установок на месторождении в год y , тCO₂-экв
- $PE_{\text{уп.,}y}$ = Выбросы CO₂ в результате сжигания ископаемого топлива для выработки электроэнергии, необходимой для работы установки подготовки попутного газа на объекте в год y (если установка не получает электроэнергию от сети или не использует попутный газ), тCO₂

Проектные выбросы от выработки тепла и/или электричества на площадке для собственных нужд месторождений

$$PE_{\text{генер.,}y} = \sum_{j=1}^n (FC_{j,y} \times EF_{CO_2,j,y} \times OF_{j,y}) \quad (5)$$

- $PE_{\text{генер.,}y}$ = Выбросы CO₂ в результате сжигания подготовленного газа для производства тепла и/или электроэнергии на объекте в год y , тCO₂
- $FC_{j,y}$ = Объем j -углеводородной смеси, измеренный в точке F₁ на рисунке 2 в период y , тыс. м³
- $EF_{CO_2,j,y}$ = Коэффициент выбросов CO₂ от сжигания j -углеводородной смеси за период y , т/тыс. м³
- $OF_{j,y}$ = Коэффициент окисления топлива j (доля)
- j = Тип топлива, используемого для сжигания

n = Количество использованного топлива за период y

где:

Коэффициенты рассчитываются в соответствии с частью 1 Приложения № 2 к Методике количественного определения выбросов парниковых газов, утвержденной Приказом Минприроды России от 27 мая 2022 г. № 371.

Проектные выбросы от сжигания на факеле

$$PE_{CO_2, CH_4, \text{сжиг.}, y} = \sum_{j=1}^n (FC_{j,y} \times EF_{i,j,y}) \quad (6)$$

где:

$PE_{CO_2, CH_4, \text{сжиг.}, y}$ = Выбросы CO_2 и CH_4 от факельного сжигания попутного газа, возникающие при сбросе и продувке насосов тепло- и/или электрогенерирующих установок на месторождении в год y , т CO_2 -экв

$FC_{j,y}$ = Объем j -углеводородной смеси, измеренный в точке F_2 на рисунке 2 в период y , тыс. m^3

$EF_{i,j,y}$ = Коэффициент выбросов i -ПГ от сжигания j -углеводородной смеси на факельной установке за период y , т/тыс. m^3

i = CO_2, CH_4

j = Тип углеводородной смеси

n = Количество видов углеводородных смесей, сжигаемых на факельной установке

Коэффициенты выбросов парниковых газов от сжигания j -углеводородной смеси на факельной установке рассчитываются в соответствии с частью 2 Приложения № 2 к Методике количественного определения выбросов парниковых газов, утвержденной Приказом Минприроды России от 27 мая 2022 г. № 371.

Проектные выбросы от производства электроэнергии, необходимой для работы установки подготовки попутного газа (если применимо)

Сценарий 1

Если электроэнергия, необходимая для работы установки по подготовке попутного газа, генерируется из ископаемого топлива на месте.

$$PE_{уп,y} = \sum_{j=1}^n (FC_{j,y} \times EF_{CO_2,j,y} \times OF_{j,y}) \quad (7)$$

где:

$PE_{уп,y}$	=	Выбросы CO ₂ в результате сжигания ископаемого топлива для выработки электроэнергии, необходимой для работы установки подготовки попутного газа на объекте в год y (если установка не получает электроэнергию от сети или не использует попутный газ), тCO ₂
$FC_{j,y}$	=	Объем j -углеводородной смеси, измеренный в точке F ₃ на рисунке 2 в период y , тыс. м ³
$EF_{CO_2,j,y}$	=	Коэффициент выбросов CO ₂ от сжигания j -углеводородной смеси за период y , т/тыс. м ³
$OF_{j,y}$	=	Коэффициент окисления топлива j (доля)
j	=	Тип топлива, используемого для сжигания
n	=	Количество использованного топлива за период y

Коэффициенты рассчитываются в соответствии с частью 1 Приложения № 2 к Методике количественного определения выбросов парниковых газов, утвержденной Приказом Минприроды России от 27 мая 2022 г. № 371.

Сценарий 2

В случае если электроэнергия, необходимая для работы установки подготовки попутного газа, поставляется из электрической сети, учет выбросов может осуществляться по методике, предусмотренной Приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 29 июня 2017 г. № 330 «Об утверждении методических указаний по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов», или выбросы могут быть учтены из других соответствующих национальных данных.

Сокращение выбросов

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

где:

ER_y	=	сокращение выбросов в год y (тCO ₂ е/год)
BE_y	=	базовые выбросы в год y (тCO ₂ е/год)
PE_y	=	проектные выбросы в год y (тCO ₂ е/год)

Оценка рисков проекта

В рамках реализации проекта рекомендуется разработать систему оценки рисков с описанием наиболее вероятных рисков, которые могут возникнуть на всех стадиях климатического проекта. Для такой оценки разработчику проекта необходимо составить подробную матрицу с указанием следующей информации, как минимум (Таблица 4):

1. Основные этапы реализации климатического проекта.

2. Описание рисков, которые могут возникнуть на каждом этапе климатического проекта.
3. Описание вероятности наступления рисков. Для этого могут быть использованы варианты оценки «низкий, средний, высокий» или любые другие понятные цифровые шкалы.
4. Описание влияния каждого риска на результаты всего климатического проекта. Для этого также могут быть использованы варианты оценки «низкий, средний, высокий» или любые другие понятные цифровые шкалы.
5. Описание периода влияния каждого риска на весь климатический проект.
6. Для каждого риска разрабатываются мероприятия по его минимизации или же недопущению.
7. Указывается время реализации каждого мероприятия, снижающего или не допускающего появление рисков.

Таблица 4 – Матрица оценки рисков

Этап реализации проекта	Описание риска	Вероятность наступления риска	Влияние риска на проект	Период влияния риска	Способы минимизации риска	Период выполнения мероприятий
		Низкая Средняя Высокая (шкала от 1 до 5 или другие)	Низкое Среднее Высокое (шкала от 1 до 5 или другие)	Подготовительный Период реализации 1-2 год после реализации Весь период проекта	Подробное описание мероприятий по снижению каждого риска	Описание срока, когда необходимо реализовать данные мероприятия

VIII. ОЦЕНКА ВЫБРОСОВ ОТ УТЕЧЕК ПРОЕКТНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Согласно Приказу Минэкономразвития России от 11 мая 2022 г. N 248 мероприятия проекта не должны приводить к совокупному увеличению массы выбросов парниковых газов или снижению уровня их поглощения вне области влияния таких мероприятий.

При этом необходимо принимать во внимание и полностью учитывать, утечки проекта, в случае, если они существуют, в соответствии с методологией ниже.

Разработчик проекта должен самостоятельно определить наиболее подходящие методы, которые будут применяться для оценки утечки, задокументировать и обосновать применяемые алгоритмы для органа валидации и верификации, включая подходы, применяемые на международном уровне.

Утечка из-за передачи оборудования. Если проектная деятельность предусматривает замену оборудования, необходимо обосновать и задокументировать отсутствие утечки в следствие возможного повторного использования замененного оборудования в другой деятельности. Утилизация замененного оборудования должна быть документально подтверждена.

Разработчик проекта должен указать в проектно-технической документации учитываемые источники утечек. Если источники выбросов не учитываются, разработчику проекта необходимо предоставить соответствующее обоснование в проектно-технической документации.

IX. МИНИМИЗАЦИЯ РИСКА НЕПОСТОЯНСТВА

Не применимо к рассматриваемой проектной деятельности.

X. МЕТОДЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ДВОЙНОГО УЧЕТА, НЕГАТИВНЫХ ЭФФЕКТОВ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБЩЕСТВО

Климатический проект должен продемонстрировать свое соответствие всем требованиям законодательства в той юрисдикции, где он находится. Разработчику проекта следует выяснить, существует ли риск того, что его проект может привести к негативным последствиям для местного населения, биоразнообразия и окружающей среды. Такие проекты не должны вызывать увеличение загрязнения атмосферы, почвы, поверхностных и грунтовых вод, а также приводить к конфликтам между сообществами, проблемам землевладения,

принудительным выселениям, нарушениям прав человека или ухудшению здоровья и благополучия из-за ограничения доступа к лесам или природным зонам.

Необходимо избегать двойного учета между территориями проекта (границами проекта), между отчетностью компании и отчетностью по проекту, между отчетностью разных компаний, между субъектами Российской Федерации и разными странами в случае международной передачи углеродных единиц. В последнем случае необходимо продемонстрировать, что углеродные единицы, переданные на международном уровне, исключены из учета количественных целей определенного на национальном уровне вклада Российской Федерации.

С целью повышения социального фактора и значения климатического проекта для местного населения рекомендуется отчислять 10-15% от полученной выгоды при реализации углеродных единиц в бюджеты муниципальных образований, в границах которых реализуется климатический проект.

XI. РЕКОМЕНДАЦИИ В ОТНОШЕНИИ ИЗМЕНЕНИЯ И/ИЛИ СОХРАНЕНИЯ БАЗОВОЙ ЛИНИИ В СЛУЧАЕ ПРОДЛЕНИЯ ПЕРИОДА КРЕДИТОВАНИЯ И ПРОЕКТНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

При продлении кредитного периода проект подлежит проверке с элементами валидации и технической оценки органом по валидации и верификации для определения необходимых обновлений базовой линии, дополнительной и количественной оценки сокращений выбросов.

Для обновления базовой линии пересматриваются и обновляются основные параметры и допущения, используемые в анализе. Базовая линия должна отражать условия начала нового периода кредитования и быть действительной в течение этого периода.

Дополнительность при возобновлении периода кредитования проверяется на соответствие критериям в рамках Руководства № 001 «Обоснование дополнительной проектной деятельности» на дату начала нового периода кредитования.

ХП. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

1 АМ0077: Извлечение газа из нефтяных скважин, который в противном случае выбрасывался бы в атмосферу или сжигался в факелах, и его доставка определенным конечным потребителям. Версия 1.0. Методология МЧР.

2 Приказ Министерства экономического развития России от 11 мая 2022 г. № 248 «Об утверждении критериев и порядка отнесения проектов, реализуемых юридическими лицами, индивидуальными предпринимателями или физическими лицами, к климатическим проектам, формы и порядка представления отчетности о реализации климатического проекта» (Зарегистрировано в Министерстве юстиции России 30 мая 2022 г. № 68642).

3 ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Часть 1. Требования и Руководство по количественной оценке и отчетности о выбросах и поглощении парниковых газов на уровне организации (утверждены и введены в действие Приказом Росстандарта от 30.09.2021 № 1029-ст).

4 ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Часть 2. Требования и Рекомендации к документам по количественной оценке, мониторингу и отчетности для проектов по сокращению выбросов парниковых газов или увеличению их поглощения на уровне проекта (утверждены и введены в действие Приказом Росстандарта от 30 сентября 2021 г. № 1030-ст).

5 ГОСТ Р ИСО 14064-3-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Часть 3. Требования и Руководство по валидации и верификации отчетности о парниковых газах (утверждены и введены в действие Приказом Росстандарта от 30.09.2021 № 1031-ст).

6 ГОСТ Р ИСО 14065-2014 Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Требования к органам по валидации и верификации парниковых газов для их применения при аккредитации или иных формах признания (утверждены и введены в действие Приказом Росстандарта от 26.11.2014 № 1869-ст).

7 ГОСТ Р ИСО 14066-2013. Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Требования к компетентности групп по валидации и верификации парниковых газов (утверждены и введены в действие Приказом Росстандарта от 17.12.2013 № 2274-ст).

8 ГОСТ Р ИСО 14080-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Управление парниковыми газами и сопутствующая деятельность. Система подходов и методологического обеспечения для реализации климатических проектов (утверждена и введена в действие Приказом Росстандарта от 30.09.2021 № 1033-ст).

9 Приказ Министерства природных ресурсов от 27 мая 2022 года № 371 «Об утверждении методик количественного определения объема выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов» (с 1 марта 2023 года, за исключением отдельных положений, вступающих в силу с 1 марта 2024 года).

10 Приказ Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 30 июня 2015 г. № 300 «Об утверждении Методических указаний и указаний по количественному определению выбросов парниковых газов организациями, осуществляющими хозяйственную и иную деятельность в Российской Федерации» (до 1 марта 2023 г.).

11 Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 29.06.2017 № 330 «Об утверждении методических указаний по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов».

12 МГЭИК 2006. Рекомендации для Национальных реестров парниковых газов Межправительственной группы экспертов по изменению климата, 2006 г./Под редакцией С. Игглстона, Л. Буэндиа, К. Мива, Т. Нгара и К. Танабе. // Т. 1-5. – IGES// Хайям. 2006.

13 Постановление Правительства Российской Федерации от 08.11.2012 № 1148 «Об особенностях расчета платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании и (или) рассеивании попутного газа» (В редакции Правительства Российской Федерации от 17.12.2016 № 1381, от 28.12.2017 № 1676, от 13.12.2019 № 1667).