

Методология реализации климатического проекта № 0014

**ИЗВЛЕЧЕНИЕ И УТИЛИЗАЦИЯ ГАЗА ИЗ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН, КОТОРЫЙ В  
ИНОМ СЛУЧАЕ ОТВОДИЛСЯ БЫ В АТМОСФЕРУ ИЛИ СЖИГАЛСЯ НА  
ФАКЕЛЬНЫХ УСТАНОВКАХ**

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

Версия 2.0

14 июля 2023 г.

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>I.</b>	<b>ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....</b>	<b>3</b>
<b>II.</b>	<b>ПРИМЕНИМОСТЬ МЕТОДОЛОГИИ, ГРАНИЦЫ ПРОЕКТА.....</b>	<b>5</b>
<b>III.</b>	<b>ОПРЕДЕЛЕНИЕ БАЗОВОЙ ЛИНИИ.....</b>	<b>8</b>
<b>IV.</b>	<b>ПЕРИОД КРЕДИТОВАНИЯ ПРОЕКТА.....</b>	<b>10</b>
<b>V.</b>	<b>ДОПОЛНИТЕЛЬНОСТЬ .....</b>	<b>11</b>
<b>VI.</b>	<b>ТРЕБОВАНИЯ К ПЛАНУ МОНИТОРИНГА .....</b>	<b>12</b>
<b>VII.</b>	<b>ПРОЕКТНЫЙ СЦЕНАРИЙ.....</b>	<b>13</b>
	<b>Расчет выбросов CO<sub>2</sub> по проектному сценарию в результате потребления ископаемого топлива .....</b>	<b>14</b>
	Вариант А.....	14
	Вариант В .....	15
	<b>Расчет выбросов CO<sub>2</sub> по проектному сценарию от потребления электроэнергии.....</b>	<b>15</b>
	Рекомендуемый подход для определения сетевого коэффициента выбросов (коэффициент выбросов от системы электроснабжения) .....	15
	Рекомендуемый подход для определения коэффициента косвенных энергетических выбросов в случае поставок электроэнергии с электростанции собственных нужд или энергосети малого масштаба.....	18
	<b>Расчет выбросов по проектному сценарию в результате утечек .....</b>	<b>20</b>
	<b>Оценка рисков проекта .....</b>	<b>20</b>
<b>VIII.</b>	<b>ОЦЕНКА ВЫБРОСОВ ОТ УТЕЧЕК .....</b>	<b>22</b>
<b>IX.</b>	<b>АНАЛИЗ РИСКА НЕПОСТОЯНСТВА .....</b>	<b>22</b>
<b>X.</b>	<b>МЕТОДЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ДВОЙНОГО УЧЕТА, НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБЩЕСТВО .....</b>	<b>22</b>
<b>XI.</b>	<b>РЕКОМЕНДАЦИИ В ОТНОШЕНИИ ИЗМЕНЕНИЯ ИЛИ СОХРАНЕНИЯ БАЗОВОЙ ЛИНИИ В СЛУЧАЕ ПРОДЛЕНИЯ ПЕРИОДА КРЕДИТОВАНИЯ И ПРОЕКТНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ .....</b>	<b>23</b>
<b>XII.</b>	<b>НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ .....</b>	<b>24</b>

## **I. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ**

Для целей данной методологии применяются следующие определения:

**Газлифт** – способ добычи нефти и нефтегазового конденсата за счет разгазирования 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.

**Газоперерабатывающий завод** – комплекс основных и вспомогательных сооружений, обеспечивающих получение товарной продукции из поступающего сырья.

**Газопровод** – линейное сооружение, состоящее из соединенных между собой труб, предназначенное для транспортирования газа.

**Извлеченный газ** – попутный газ и/или газлифтный газ, извлеченный из нефтяных скважин.

**Компримированный природный газ** – природный газ, прошедший подготовку и сжатый до рабочих давлений хранения и потребления (начальное давление не менее 20 МПа) с целью значительного снижения его объема, используемый в качестве газового моторного топлива.

**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 (в зависимости от ситуации), связанные с деятельностью по климатическому проекту, 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 «Период кредитования проекта» настоящей методологии.

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

**Промысловый трубопровод** – трубопровод, предназначенный для транспортирования газообразных продуктов, прокладываемый между площадками отдельных промысловых сооружений (включая площадки, расположенные на разных промыслах), а также к объектам магистрального транспортирования газа.

**Сжиженный природный газ** – природный газ, сжиженный после переработки с целью хранения или транспортирования.

## II. ПРИМЕНИМОСТЬ МЕТОДОЛОГИИ, ГРАНИЦЫ ПРОЕКТА

Данная методология применима к проектной деятельности, связанной с извлечением и утилизацией попутного газа и/или газлифтного газа, который в ином случае бы отводился в атмосферу или сжигался на факельных установках. Проект может включать предварительную обработку (компримирование и выделение широкой фракции легких углеводородов) на мобильном или стационарном оборудовании.

Методология применима при следующих условиях:

- В рамках проектной деятельности извлеченный газ транспортируется в газопровод с предварительной обработкой или без нее. Предварительная обработка может включать промышленную транспортировку газа на установки его подготовки, где извлеченный газ приводится к качеству в соответствии с требованиями, предъявляемыми к транспортируемому по магистральным газопроводам продукту. Также извлеченный газ может транспортироваться на газоперерабатывающие заводы или установки по его сжижению и затем перерабатываться в углеводородные продукты (например, сухой газ, сжиженный природный газ).

Сухой природный газ либо:

- (i) транспортируется непосредственно в газопровод, либо
  - (ii) сначала компримируется, затем транспортируется морским, или автомобильным, или железнодорожным видом транспорта, далее, при необходимости, декомпримируется.
- Весь извлеченный попутный газ поступает из действующих скважин, которые находятся в эксплуатации и обеспечивают добычу нефти на момент извлечения попутного газа.
  - Часть попутного газа и/или газлифтного газа может быть использована на месте для удовлетворения собственных потребностей месторождения, т. е. для работы вспомогательного оборудования как до, так и после начала реализации проектной деятельности.

Наконец, данная методология применима только в том случае, если в результате применения процедуры определения базового сценария и демонстрации дополненности, выполненной с помощью Руководства № 001 «Демонстрация дополненности проектной деятельности», отведение в атмосферу и/или сжигание на факельных установках попутного газа и/или газлифтного 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

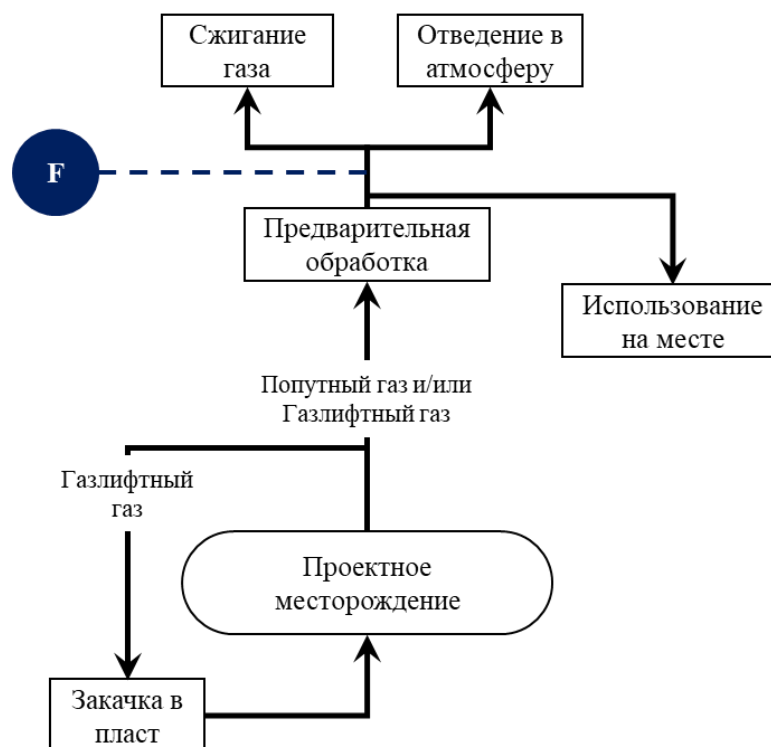
В границы проекта входят:

- Проектное месторождение и скважины, где собирается попутный газ и/или газлифтный газ.
- Площадка, где попутный газ и/или газлифтный газ отводился бы в атмосферу или сжигался бы на факельных установках в отсутствие проектной деятельности.
- Инфраструктура для извлечения, предварительной обработки, промышленной транспортировки газа, включая, где это применимо, компрессорное оборудование.
- Источник газлифтного газа.

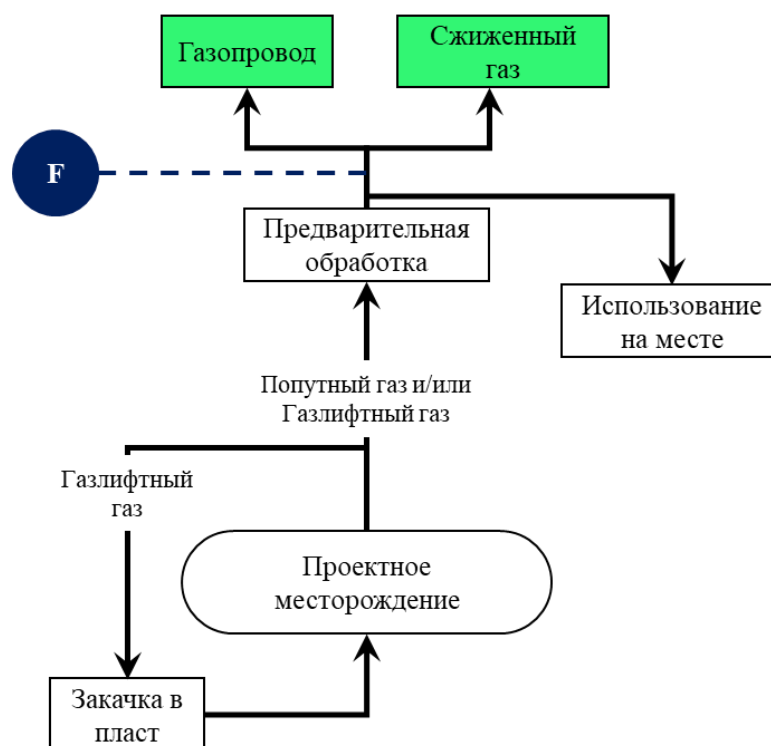
Парниковые газы, включенные в границы проекта или исключенные из них, представлены в Таблице 1.

**Таблица 1 – Источники выбросов, включенные в границы проекта или исключенные из них**

Источник		Газ	Включен	Обоснование/объяснение
Базовый сценарий	Сжигание у конечных потребителей ископаемого топлива, полученного не из попутного нефтяного газа	CO <sub>2</sub>	Да	Основной источник выбросов при базовом сценарии
		CH <sub>4</sub>	Нет	Исключен в целях упрощения. Применен консервативный подход
		N <sub>2</sub> O	Нет	Исключен в целях упрощения. Применен консервативный подход
Проектный сценарий	Использование энергии для извлечения, предварительной обработки, транспортировки и, где это применимо, компримирования / декомпримирования газа	CO <sub>2</sub>	Да	Основной источник выбросов при проектном сценарии
		CH <sub>4</sub>	Нет	Исключен в целях упрощения. Предполагается незначительным
		N <sub>2</sub> O	Нет	Исключен в целях упрощения. Предполагается незначительным



**Рисунок 1. Схематическое изображение деятельности по базовому сценарию**



**Рисунок 2. Схематическое изображение деятельности по проектному сценарию**

В состав деятельности по проектному сценарию могут входить скважины месторождения, которые входят в организационные границы проекта, добыча на которых осуществляется в рамках соглашения о совместном разделе продукции.

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 линия<sup>1</sup> устанавливается консервативным способом<sup>2</sup> для ситуации осуществления 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 выбора<sup>3</sup>:

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.

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.

---

<sup>1</sup> 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).

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

<sup>3</sup> 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](https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cma2021_10a01E.pdf).



## Выбросы по базовому сценарию

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. 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 настоящем разделе.

Деятельность по проектному сценарию в рамках данной методологии сокращает выбросы парниковых газов за счет вытеснения ископаемых видов топлива извлеченным газом, например:

- использование извлеченного газа на газоперерабатывающем заводе вытесняет использование природного (не попутного) газа на этом заводе;
- закачка извлеченного газа в газопровод вместо сжигания его на факелах или отведения в атмосферу.

Для извлеченного газа, который используется в рамках проектной деятельности (например, закачивается в газопровод, компримируется), точный эффект сокращения выбросов трудно определить, так как для этого потребуется анализ всей цепочки поставок топлива вплоть до конечных пользователей как для проектной деятельности, так и для базового сценария.

Данная методология обеспечивает упрощенный и консервативный подход, предполагая, что использование извлеченного газа вытесняет использование природного газа, который при отсутствии проектной деятельности сжигался бы у конечного пользователя в стационарных установках. Выбросы от транспортировки газа по магистральным газопроводам к конечным потребителям не учитываются ни для проектной деятельности, ни для базового сценария, поскольку предполагается, что эти выбросы схожи по величине и нивелируются в конечном расчете сокращения выбросов.

Выбросы по базовому сценарию рассчитываются с учетом положений части 1 Приложения № 2 к Методике количественного определения выбросов парниковых газов, утвержденной Приказом Минприроды России от 27 мая 2022 г. № 371 (далее – Методика № 371), следующим образом:

$$BE_y = FC_{F,y} \times EF_{CO_2, Methane} \times OF_{F,y} \quad (1)$$

где:

- $BE_y$  = Выбросы по базовому сценарию в год  $y$ , т CO<sub>2</sub>-экв
- $FC_{F,y}$  = Общий объем извлеченного газа в энергетическом эквиваленте, измеренный в точке  $F$  на Рисунке 2 в год  $y$ , ТДж
- $EF_{CO_2,Methane}$  = Коэффициент выбросов CO<sub>2</sub> для метана, т CO<sub>2</sub>/ТДж
- $OF_{F,y}$  = Коэффициент окисления топлива, доля (для всех видов газообразного и жидкого топлива принимается по умолчанию равным 1,0)

Расход извлеченного газа в энергетическом эквиваленте в год  $y$  определяется следующим образом:

$$FC_{F,y} = FC'_{F,y} \times NCV_y \times 10^{-3} \quad (2)$$

где:

- $FC_{F,y}$  = Общий объем извлеченного газа в энергетическом эквиваленте, измеренный в точке  $F$  на Рисунке 2 в год  $y$ , ТДж
- $FC'_{F,y}$  = Общий объем извлеченного газа в натуральном выражении, измеренный в точке  $F$  на Рисунке 2 в год  $y$ , тыс. м<sup>3</sup>
- $NCV_y$  = Средняя низшая теплота сгорания извлеченного газа в точке  $F$  на Рисунке 2 за год  $y$ , МДж/м<sup>3</sup>

Значение средней низшей теплоты сгорания извлеченного газа принимается по фактическим данным мониторинга, а в случае отсутствия или нерепрезентативности таких данных, с использованием данных, представленных в составе Таблицы 1.1 Приложения № 2 к Методике № 371.

Определение значения  $EF_{CO_2,Methane}$  выполняется на основе фактических данных о компонентном составе газообразного топлива в соответствии положениями п. 1.6 Приложения № 2 к Методике № 371, а в случае отсутствия репрезентативных фактических данных по компонентному химическому составу газообразного топлива за отчетный период используются значения коэффициентов выбросов и содержания углерода для соответствующих видов топлива, представленные в Таблице 1.1 Приложения № 2 к Методике № 371.

#### **IV. ПЕРИОД КРЕДИТОВАНИЯ 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 в 3 фазы по 5 лет.

## V. ДОПОЛНИТЕЛЬНОСТЬ

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

Также необходимо учитывать следующие факторы:

- Значение показателя сжигания на факельных установках и (или) рассеивания попутного нефтяного газа, в соответствии с требованиями 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» [13], не должно превышать 5%. Исключения 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 выбросов по базовому сценарию от факельного сжигания, то есть  $FC'_{F,y}$  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.

**Таблица 2 – Данные и параметры мониторинга объема извлеченного газа**

<b>Данные/Параметр:</b>	$FC'_{F,y}$
<b>Единица измерения:</b>	тыс. м <sup>3</sup>
<b>Наименование:</b>	Общий объем извлеченного газа, измеренный в точке $F$ (см. Рисунок 2) в период $y$
<b>Источник данных:</b>	Расходомер (например, диафрагменный счетчик)
<b>Порядок измерений (при наличии):</b>	Данные следует измерять с помощью калиброванных расходомеров. Измерения должны проводиться в точке (точках) выхода извлеченного газа из установки предварительной обработки и после точки, где извлеченный газ направляется для использования на месте
<b>Периодичность мониторинга:</b>	В непрерывном режиме
<b>Процедуры обеспечения и контроля качества:</b>	Объем газа должен измеряться с регулярной калибровкой измерительного оборудования. Измеренный объем должен быть приведен к нормальным условиям с использованием данных о температуре и давлении на момент измерения

**Таблица 3 – Данные и параметры мониторинга средней низшей теплоты сгорания извлеченного газа**

<b>Данные/Параметр:</b>	$NCV_y$
<b>Единица измерения:</b>	МДж/м <sup>3</sup>
<b>Наименование:</b>	Средняя низшая теплота сгорания извлеченного газа, измеренная в точке $F$ (см. Рисунок 2) в период $y$
<b>Источник данных:</b>	Измеряется на месте (Химический анализ проб, отобранных в точке $F$ (см. Рисунок 2))
<b>Порядок измерений (при наличии):</b>	Оборудование и процедура отбора проб, газоанализатор и процедуры анализа должны отвечать требованиям соответствующих эталонных стандартов, а в случае использования лабораторного анализа лаборатория должна соответствовать национальным стандартам аккредитации
<b>Периодичность мониторинга:</b>	Отбор проб, компонентный химический анализ и расчет низшей теплоты сгорания – не менее 1 раза в месяц
<b>Процедуры обеспечения и контроля качества:</b>	Калибровка и техническое обслуживание анализатора должны осуществляться в соответствии с требованиями производителя и эталонного стандарта. Внутренний аудит калибровки анализатора должен проводиться перед каждым отчетом о мониторинге

## VII. ПРОЕКТНЫЙ СЦЕНАРИЙ

Методология учитывает следующие источники выбросов по проектному сценарию:

- Выбросы CO<sub>2</sub> в результате потребления ископаемого топлива, необходимого для извлечения, предварительной подготовки, промышленного транспорта и, если применимо, компримирования извлеченного газа до точки F на Рисунке 2.
- Выбросы CO<sub>2</sub> в результате электропотребления, необходимого для извлечения, предварительной подготовки, промышленного транспорта и, если это применимо, компримирования извлеченного газа до точки F на Рисунке 2.
- Утечки в результате потребления ископаемого топлива и электричества при извлечении, предварительной подготовке, промышленном транспорте и, если это применимо, компримировании извлеченного газа до точки F на Рисунке 2.

Выбросы по проектному сценарию рассчитываются следующим образом:

$$PE_y = PE_{сжиг., y} + PE_{э/н., y} + PE_{фуг, y} \quad (3)$$

где:

- $PE_y$  = Выбросы по проектному сценарию в год  $y$ , т CO<sub>2</sub>-экв
- $PE_{сжиг., y}$  = Выбросы CO<sub>2</sub> по проектному сценарию в результате потребления ископаемого топлива для извлечения, предварительной обработки, транспортировки и, если применимо, компримирования извлеченного газа до точки  $F$  на Рисунке 2 в год  $y$ , т CO<sub>2</sub>-экв
- $PE_{э/н., y}$  = Выбросы CO<sub>2</sub> по проектному сценарию в результате потребления электроэнергии для извлечения, предварительной обработки, транспортировки и, если применимо, компримирования извлеченного газа до точки  $F$  на Рисунке 2 в год  $y$ , т CO<sub>2</sub>-экв
- $PE_{фуг, y}$  = Утечки в результате извлечения, предварительной подготовки, промышленного транспорта и, если применимо, компримирования извлеченного газа до точки  $F$  на Рисунке 2, т CO<sub>2</sub>-экв

## Расчет выбросов CO<sub>2</sub> по проектному сценарию в результате потребления ископаемого топлива

Выбросы CO<sub>2</sub> от сжигания ископаемого топлива в технологических процессах рассчитываются на основе количества сжигаемого топлива и коэффициента выбросов CO<sub>2</sub> для этих видов топлива следующим образом:

$$PE_{\text{сжиг},y} = \sum_i FC_{i,j,y} \times COEF_{i,y} \quad (4)$$

где:

- $PE_{\text{сжиг},y}$  = Выбросы CO<sub>2</sub> по проектному сценарию в результате потребления ископаемого топлива для извлечения, предварительной обработки, транспортировки и, если применимо, компримирования извлеченного газа до точки  $F$  на Рисунке 2 в год  $y$ , т CO<sub>2</sub>-экв
- $FC_{i,j,y}$  = Количество вида ископаемого топлива  $i$ , сжигаемого в течение года  $y$ , единица массы или объема/год
- $COEF_{i,y}$  = Коэффициент выбросов CO<sub>2</sub> от топлива типа  $i$  в год  $y$ , т CO<sub>2</sub>/единица массы или объема
- $i$  = Виды ископаемого топлива, сжигаемого в технологическом процессе  $j$  в течение года  $y$

Коэффициент выбросов CO<sub>2</sub> может быть рассчитан с использованием одного из следующих двух вариантов, в зависимости от наличия данных о виде ископаемого топлива  $i$ , следующим образом:

### **Вариант А**

Коэффициент выбросов  $COEF_{i,y}$  рассчитывается на основе химического состава вида ископаемого топлива  $i$ , используя следующий подход:

Если  $FC_{i,j,y}$  измеряется в единице массы:

$$COEF_{i,y} = w_{C,i,y} \times 3,664 \quad (5)$$

Если  $FC_{i,j,y}$  измеряется в единице объема:

$$COEF_{i,y} = w_{C,i,y} \times \rho_{i,y} \times 3,664 \quad (6)$$

где:

- $COEF_{i,y}$  = Коэффициент выбросов CO<sub>2</sub> от топлива типа  $i$  в год  $y$ , т CO<sub>2</sub>/единица массы или объема
- $w_{C,i,y}$  = Средневзвешенная массовая доля углерода в виде топлива  $i$  в год  $y$ , т C/единица массы топлива
- $\rho_{i,y}$  = Средневзвешенная плотность вида топлива типа  $i$  в год  $y$ , единица массы/единица объема топлива
- $i$  = Виды ископаемого топлива, сжигаемого в технологическом процессе  $j$  в течение года  $y$

### **Вариант В**

Коэффициент выбросов  $COEF_{i,y}$  рассчитывается на основе низшей теплоты сгорания и коэффициента выбросов  $CO_2$  вида топлива  $i$  следующим образом:

$$COEF_{i,y} = NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,y} \quad (7)$$

где:

- $COEF_{i,y}$  = Коэффициент выбросов  $CO_2$  от топлива типа  $i$  в год  $y$ , т  $CO_2$ /единица массы или объема
- $NCV_{i,y}$  = Средневзвешенный показатель низшей теплоты сгорания вида ископаемого топлива  $i$ , использованного в год  $y$ , ГДж/единица массы или объема
- $EF_{CO_2,i,y}$  = Средневзвешенный коэффициент выбросов  $CO_2$  от вида ископаемого топлива  $i$  в год  $y$ , т  $CO_2$ /ГДж
- $i$  = Виды ископаемого топлива, сжигаемого в технологическом процессе  $j$  в течение года  $y$

*Вариант А* должен быть предпочтительным подходом при наличии необходимых данных.

### **Расчет выбросов $CO_2$ по проектному сценарию от потребления электроэнергии**

Выбросы от потребления электроэнергии включают выбросы  $CO_2$  от сжигания ископаемого топлива на любых электростанциях на площадке(-ах) потребления электроэнергии и, если применимо, на электростанциях, физически подключенных к системе электроснабжения (сети), от которой осуществляется потребление электроэнергии.

$$PE_{э/п.,y} = EC_{j,y} \times EF_{j,y} \times (1 + TDL_{j,y}) \quad (8)$$

где:

- $PE_{э/п.,y}$  = Проектные выбросы  $CO_2$  в результате использования электроэнергии для извлечения, предварительной обработки, транспортировки и, если применимо, компримирования извлеченного газа до точки  $F$  на Рисунке 2 в год  $y$ , т  $CO_2$ -экв
- $EC_{j,y}$  = Количество электроэнергии, потребленной источником электропотребления  $j$  в год  $y$ , МВт·ч
- $EF_{j,y}$  = Коэффициент выбросов для производства электроэнергии для источника электропотребления  $j$  в год  $y$ , т  $CO_2$ /МВт·ч
- $TDL_{j,y}$  = Средние технические потери при передаче и распределении электроэнергии для источника  $j$  в год  $y$

***Рекомендуемый подход для определения сетевого коэффициента выбросов (коэффициент выбросов от системы электроснабжения)***

1. В настоящее время в Российской Федерации отсутствуют официально публикуемые утвержденные сетевые коэффициенты выбросов парниковых газов.

2. При наличии исходных данных, требуемых для расчета сетевого коэффициента выбросов, используемого в базовом и проектном сценариях, разработчик климатического проекта вправе рассчитать его самостоятельно. Для этого рекомендуется использовать Методические указания по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов (приказ МПР №330 от 29.06.2017 г.) и принципы учета косвенных энергетических выбросов, заложенные в ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021.

Для определения сетевого коэффициента используется региональный метод количественного определения косвенных энергетических выбросов, который отражает среднюю интенсивность выбросов парниковых газов на объектах, генерирующих электрическую и тепловую энергию, которая потребляется организацией (приказ МПР №330).

Согласно ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021 (Приложение Е) выбросы от импортированной электроэнергии должны быть определены разработчиком проекта количественно с использованием подхода на основе местоположения<sup>4</sup> путем применения коэффициента выбросов, который наилучшим образом характеризует соответствующую энергосистему, т.е. выделенную линию передачи, местный, региональный или национальный коэффициент выбросов в среднем по энергосистеме. Усредненные по энергосистеме коэффициенты выбросов должны относиться к выбросам отчетного года, при наличии, или в противном случае самого последнего доступного года. Усредненные по сети коэффициенты выбросов для импортированной электроэнергии должны быть основаны на усредненной структуре потребления из энергосистемы, откуда потребляется электроэнергия.

Сетевые коэффициенты выбросов могут также включать другие косвенные выбросы, связанные с производством электроэнергии, такие как потери при передаче и распределении.

Требования и руководство, описанные в ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021 в отношении электроэнергии, также применимы к потребленным и переданным теплу, водяному пару, охлаждающему и сжатому воздуху.

---

<sup>4</sup> Подход на основе местоположения — это метод количественного определения косвенных выбросов от энергии на основе средних коэффициентов выбросов от производства энергии для определенного географического местоположения, включая местные, региональные или национальные границы.



В случае поступления в сеть энергии от объектов когенерации, необходимо использовать подходы разделения различных форм энергии<sup>5</sup>.

Ассоциация «НП Совет рынка» и АО «АТС» разработали концепцию расчета и публикации коэффициентов выбросов парниковых газов энергосистемы Российской Федерации<sup>6</sup>. По результатам экспертной оценки независимыми международными аудиторами выдано свидетельство о заверении и получено заключение о валидации<sup>7</sup>. Предполагается, что в последствии реализация данной концепции приведет к разработке и опубликованию данных сетевых коэффициентов. Подходы, изложенные в концепции, также могут быть использованы разработчиком проекта для расчета коэффициента выбросов энергосистемы.

3. В случае, если рассчитать сетевой коэффициент выбросов самостоятельно невозможно, разработчик проекта может использовать сетевые коэффициенты из следующих источников:

*Источник 1.* Акционерное общество «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии» в тестовом режиме в 2021 г. запустил интернет-ресурс, публикующий в информационных целях сетевой коэффициент выбросов CO<sub>2</sub> для первой синхронной зоны Российской Федерации за различные периоды времени (час, сутки, месяц, год)<sup>8</sup>.

*Источник 2.* Коэффициенты эмиссии Международного энергетического агентства (далее – МЭА<sup>9</sup>). Данные обновляются ежегодно для всей энергосистемы регионов присутствия (в том числе для Российской Федерации) и отражают среднюю углеродоемкость генерации электроэнергии и тепла.

---

<sup>5</sup> Например, Расчет удельных расходов условного топлива согласно «Методическим указаниям по распределению удельного расхода условного топлива при производстве электрической и тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, применяемые в целях тарифного регулирования в сфере теплоснабжения», утвержденным Приказом Минэнерго России от 12 сентября 2016 г. №952

<sup>6</sup> Концепция расчета и публикации коэффициентов выбросов парниковых газов энергосистемы Российской Федерации URL: [https://www.np-sr.ru/sites/default/files/koncepciya\\_kev.pdf](https://www.np-sr.ru/sites/default/files/koncepciya_kev.pdf)

<sup>7</sup> В рамках процедуры валидации проведена детальная проверка Концепции на ее соответствие требованиям основным международным стандартам в области учета и отчетности о выбросах парниковых газов (TÜV AUSTRIA). По итогам проверки Концепция признана международными экспертами соответствующей высоким международным стандартам и передовому мировому опыту расчета коэффициентов выбросов энергосистем. URL: [https://www.np-sr.ru/sites/default/files/zaklyuchenie\\_o\\_validacii\\_koncepcii.pdf](https://www.np-sr.ru/sites/default/files/zaklyuchenie_o_validacii_koncepcii.pdf)

<sup>8</sup> URL: <https://www.atsenergo.ru/results/co2>

<sup>9</sup> URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/emissions-factors-2021>

*Источник 3.* Глобальное партнерство «Climate Transparency» разрабатывает климатические показатели стран G20<sup>10</sup>. Агентство ежегодно публикует открытые отчеты стран G20, включая средний коэффициент энергетических выбросов.

4. Методы и подходы, применяемые к определению сетевого коэффициента, следует задокументировать и указать в ПТД. Необходимо обосновать выбранную методологию расчета, раскрыть информацию об источнике используемых исходных данных, прозрачно и точно задокументировать собственную процедуру расчета сетевого коэффициента или описать свойства выбранного и применяемого сетевого коэффициента.

***Рекомендуемый подход для определения коэффициента косвенных энергетических выбросов в случае поставок электроэнергии с электростанции собственных нужд или энергосети малого масштаба***

1. Определение коэффициента косвенных энергетических выбросов в случае прямых поставок электроэнергии с электростанции собственных нужд или энергосети малого масштаба осуществляется рыночным методом (Приказ Минприроды России от 29.06.2017 г. №330).

2. Рыночный метод используется при потреблении электрической энергии, полученной по двусторонним договорам купли-продажи электрической энергии, заключенным в соответствии с правилами оптового рынка электрической энергии и мощности и основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии<sup>11</sup>. Рыночные коэффициенты косвенных энергетических выбросов содержатся в договорах купли-продажи, в договорах, заключенных на розничных рынках электрической энергии, либо в сертификатах, подтверждающих объем производства электрической энергии на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах, сведения о которых внесены в реестр<sup>12</sup>, либо рассчитываются на основе объемов электрической энергии, полученных от конкретных внешних генерирующих объектов в соответствии с условиями договоров купли-продажи, договоров розничных рынков или сертификатов за отчетный период. Методические указания для расчета изложены в Приказе Минприроды России от 29.06.2017 г. №330.

---

<sup>10</sup> URL: <https://www.climate-transparency.org/g20-climate-performance/g20report2021#1531904804037-423d5c88-a7a7>

<sup>11</sup> Федеральный закон от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (с изменениями и дополнениями)

<sup>12</sup> Постановление Правительства РФ от 17.02.2014 г. № 117 «О некоторых вопросах, связанных с сертификацией объемов электрической энергии, производимой на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах» (с изменениями и дополнениями)

3. Если поставщиком электроэнергии по договорам купли-продажи, договорам розничных рынков или сертификатам является организация, имеющая несколько генерирующих объектов<sup>13</sup>, рыночный коэффициент определяется только для генерирующего объекта (или генерирующих объектов), от которого (или которых) потребитель получил электрическую энергию.

4. Если в рамках проектной деятельности дополнительно потребляется электрическая энергия, информация о которой не была заявлена договорами купли-продажи, договорами розничных рынков или сертификатами (незаявленный остаток электроэнергии, т.е. объем электроэнергии, потребленный сверх установленного договором(ами) и/или сертификатом(ами)), то в этом случае объем незаявленного остатка электрической энергии определяется на основе данных о получении электрической энергии от внешних генерирующих объектов, расположенных в региональной энергосистеме. Таким образом, косвенные энергетические выбросы от потребления электроэнергии, полученной по договорам и/или сертификатам, рассчитываются на основе подхода для определения коэффициента косвенных энергетических выбросов в случае прямых поставок электроэнергии (рыночный метод), а косвенные выбросы от потребления незаявленного остатка электроэнергии - с использованием подхода для определения сетевого коэффициента выбросов.

5. На территории Российской Федерации функционируют генерирующие объекты, не имеющие электрической связи с ЕЭС России (Технологически изолированная территориальная электроэнергетическая система - ТИТЭС<sup>14</sup>). На таких территориях определение косвенных энергетических выбросов должно осуществляться исходя из индивидуальных коэффициентов выбросов всех генерирующих объектов, включенных в энергосеть малого масштаба ТИТЭС (см. Приказ Минприроды России от 29.06.2017 г. №330).

6. Рыночный метод не применяется для количественного определения косвенных энергетических выбросов при потреблении тепловой энергии. Тепловая энергия, полученная от внешних генерирующих объектов, определяется по региональному методу (Приказ Минприроды России от 29.06.2017 г. №330).

---

<sup>13</sup> Например, ГЭС и тепловые электростанции

<sup>14</sup> Технологически изолированная территориальная электроэнергетическая система (ТИТЭС) - электроэнергетическая система, находящаяся на территории, определяемой Правительством Российской Федерации, технологическое соединение которой с Единой энергетической системой России отсутствует (ГОСТ Р 57114-2016 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения.).

7. Разработчику проекта необходимо убедиться в соответствии применяемых им подходов и используемых данных общим требованиям и руководству по учету данных об импортированной электроэнергии, потребленной при реализации проектной деятельности, изложенным в ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021 (Приложение Е).

8. Разработчику проекта необходимо указать в ПТД источники и исходные данные, используемые при расчете, применяемую методологию расчета, методы разделения различных форм энергии (например, в случае систем когенерации, если применимо), прозрачно и точно задокументировать собственную процедуру расчета рыночного коэффициента косвенных энергетических выбросов.

### **Расчет выбросов по проектному сценарию в результате утечек**

Источниками неорганизованных выбросов, возникающих в результате совершения технологических операций, относятся следующие:

- уплотнения неподвижные фланцевого типа, т.е. фланцы трубопроводов и арматуры, уплотнения крышек лазов, люков и т.п.;
- уплотнения подвижные, т.е. уплотнения вращающихся валов насосов, компрессоров и других технологических аппаратов и механизмов, содержащих технологическую среду, способную создавать выбросы вредных веществ;
- уплотнения и затворы запорно-регулирующей арматуры;
- сливо-наливные, продувочные, сбросные, пробоотборные и дренажные устройства, необорудованные системами отвода утечек и выбросов на свечу или на факел.

Расчет суммарных утечек должен осуществляться в соответствии с действующими методиками расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования (например, РД 39.142-00).

### **Сокращение выбросов**

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (9)$$

где:

$ER_y$  = сокращение выбросов в год  $y$  (тCO<sub>2</sub>e/год)

$BE_y$  = выбросы по базовому сценарию в год  $y$  (тCO<sub>2</sub>e/год)

$PE_y$  = выбросы по проектному сценарию в год  $y$  (тCO<sub>2</sub>e/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, как минимум, следующей информации (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 появления рисков.

**Таблица 4 – Матрица оценки рисков**

<b>Этап реализации проекта</b>	<b>Описание риска</b>	<b>Вероятность наступления риска</b>	<b>Влияние риска на проект</b>	<b>Период влияния риска</b>	<b>Способы минимизации риска</b>	<b>Период выполнения мероприятий</b>
		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 В ХОДЕ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА**

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 в ходе реализации 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 деятельность по проектному сценарию предусматривает замену оборудования, необходимо обосновать и задокументировать отсутствие утечки вследствие 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. АНАЛИЗ РИСКА НЕПОСТОЯНСТВА**

Не применимо к рассматриваемой проектной деятельности.

## **X. МЕТОДЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ДВОЙНОГО УЧЕТА, НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ 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 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 «Демонстрация дополнительной проектной деятельности» на дату начала нового периода кредитования.

## **ХП. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ**

1 АМ0009: Извлечение и утилизация газа из нефтяных скважин, который в противном случае сжигался бы в факелах или отводился в атмосферу. Версия 7.0. Методология МЧР.

2 Приказ Министерства экономического развития России от 11.05.2022 № 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 30.05.2022 № 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 30.09.2021 № 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 27.05.2022 № 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 30.06.2015 № 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 Постановлений Правительства Российской Федерации от 17.12.2016 № 1381, от 28.12.2017 № 1676, от 13.12.2019 № 1667).

14 Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования РД 39.142-00 (утверждена 25.04.2001 ОАО «НИПИгазпереработка»)