

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ

Методика 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 1.1
28 марта 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.....	11
VII.	ПРОЕКТНЫЙ СЦЕНАРИЙ	14
VIII.	ОЦЕНКА ВЫБРОСОВ ОТ УТЕЧЕК ПРОЕКТНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ВКЛЮЧАЯ УТЕЧКИ РЫНКА, СМЕНЫ ВИДОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ УТЕЧКИ	17
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.....	19

I. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Для целей данной методики применяются следующие определения:

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.

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 методики.

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.

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

Нефтяное месторождение. Месторождение, содержащее только нефть, насыщенную в различной степени газом.

II. ПРИМЕНИМОСТЬ МЕТОДОЛОГИИ, ГРАНИЦЫ ПРОЕКТА

Данная методика 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 переработка попутного газа. Переработанный газ подается на новую тепло- и/или электрогенерирующую установку на месторождении для удовлетворения потребностей в тепле и/или электроэнергии на месте.

Методика 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.

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ

- 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.
- 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 методика не может быть использована для проектной деятельности, в результате которой происходит транспортировка попутного газа через магистральную сеть газопроводов и замена ископаемых видов топлива попутным газом на других объектах.

Наконец, данная методика применима только в том случае, если в результате применения процедуры определения базового сценария и демонстрации дополненности, выполненной с помощью инструмента № 001 «Демонстрация 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 методика подлежит пересмотру с целью учета соответствующих изменений.

Прогноз и корректировка проектных и базовых выбросов на основе добычи нефти

Проектные и базовые выбросы зависят от количества извлеченного попутного газа, которое связано с добычей нефти. Добыча нефти может быть спрогнозирована с помощью моделирования коллектора, отражающего свойства пород и жидкости в нефтяном пласте. Поскольку прогнозы добычи нефти, содержания метана в газе и других параметров сопряжены со значительной степенью неопределенности, количество и состав извлеченного газа контролируются по факту, а базовые и проектные выбросы корректируются соответственно в ходе мониторинга.

Орган по валидации и верификации парниковых газов должен подтвердить, что расчетные сокращения выбросов, указанные в сведениях о климатическом проекте, планируемом (реализуемом) юридическим лицом, индивидуальным предпринимателем или физическим лицом, основаны на оценках, приведенных в материалах проектной документации, получивших

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ

положительные заключения государственных экспертиз, необходимых для начала реализации базового проекта добычи нефти.

При верификации орган по валидации и верификации парниковых газов должен проверить данные по добыче нефти и попутного газа и сравнить их с первоначальными сведениями по добыче в соответствии с информацией, представленной в материалах изысканий, используемых для определения условий базового проекта добычи нефти. Если добыча нефти существенно отличается от первоначального плана добычи, то следует проверить, не является ли это преднамеренным и соответствует ли такой сценарий лицензии на пользование недрами.

Границы проекта

В границы проекта входят:

- Проектное нефтяное месторождение и нефтяные 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

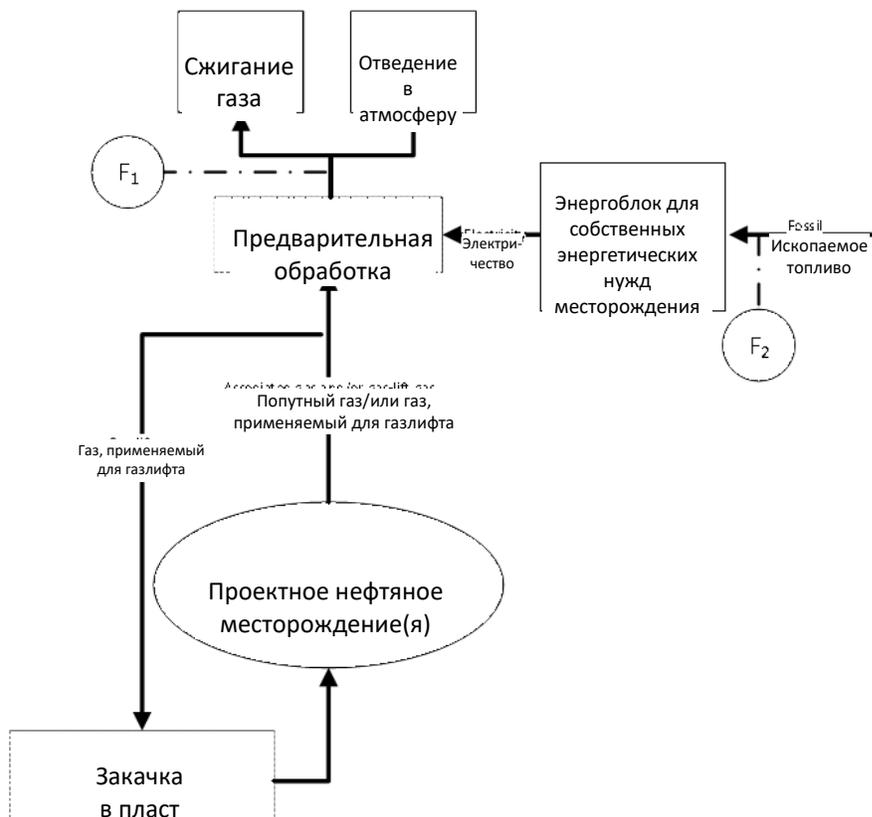
	Источник	Газ	Включен ?	Обоснование/объяснение
Базовый сценарий	Отведение попутного газа в атмосферу	CO ₂	Да	Для консервативности предполагается, что попутный газ сжигался на факелах по базовому сценарию, даже если он был фактически отведен в атмосферу до начала деятельности по проекту.
		CH ₄	Да	Для 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.

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ

		N ₂ O	Нет	Предполагается пренебрежимо малым
	Использование энергии на извлечение, подготовку, транспортировку попутного газа	CO ₂	Да	Энергия производится из ископаемого топлива
		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 рекуперации, подготовки, транспортировки попутного нефтяного газа и тепло/электроэнергетической установки	CO ₂	Да	Энергия производится из ископаемого топлива
		CH ₄	Нет	Предполагается пренебрежимо малым
		N ₂ O	Нет	Предполагается пренебрежимо малым

Рисунок 1. Схематическое изображение базовой деятельности

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ



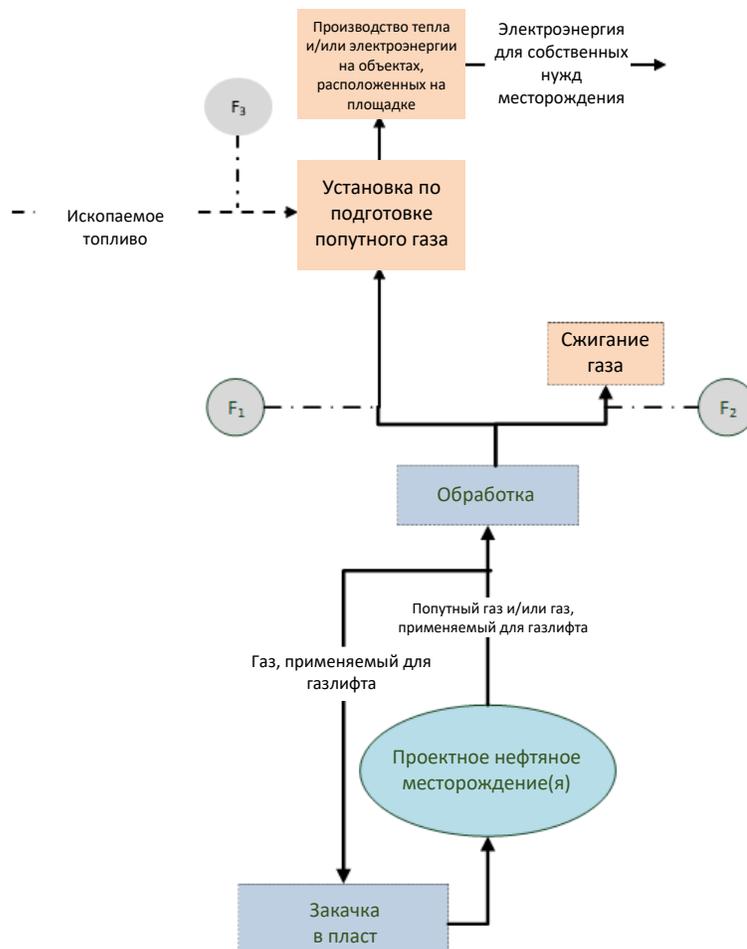
Точки на рисунке соответствуют следующему:

Точка F_1 – точка измерения извлеченного попутного газа.

Точка F_2 – точка измерения ископаемого топлива на входе в энергоблок.

Рисунок 2. Схематическое изображение деятельности по проекту

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ



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 (если установка не получает электроэнергию из сети или в результате утилизации попутного газа).

III. ОПРЕДЕЛЕНИЕ БАЗОВОЙ ЛИНИИ

Базовые показатели должны быть установлены консервативным способом и ниже прогнозов выбросов "бизнес как обычно" (в том числе, с учетом всех существующих политик).

Каждый разработчик проекта должен применить один из приведенных ниже подходов к установлению базового уровня с обоснованием целесообразности выбора:

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ

- Наилучшие доступные технологии, которые представляют собой экономически обоснованный и экологически безопасный порядок действий.
- Амбициозный сравнительный подход, при котором базовый уровень устанавливается 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.
- Подход, основанный на существующих фактических или прежних выбросах, скорректированных в сторону уменьшения.

Стандартизированные базовые показатели должны быть установлены на максимально возможном уровне агрегирования в соответствующем секторе.

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:

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

где:

PE_y = базовые выбросов в год y ($tCO_2/год$)

$BE_{CO_2, CH_4, сжиг., y}$ = выбросы CO_2 и CH_4 от сжигания попутного газа на факелах в год y ($tCO_2-е/год$).

$BE_{генер., y}$ = выбросы CO_2 в результате сжигания ископаемого топлива для производства электроэнергии на объекте в год y ($tCO_2/год$).

Базовые выбросы от сжигания на факеле

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

где:

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ

$BE_{CO_2, CH_4, сжиг., y}$	=	выбросы CO_2 и CH_4 от сжигания попутного газа на факелах в год y ($tCO_2-e/год$)
$FC_{j,y}$	=	объем j -углеводородной смеси, измеренный в точке F_1 на рисунке 1 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 ($t/тыс. m^3$)
i	=	CO_2, CH_4
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

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

где:

$BE_{генер.,y}$	=	выбросы CO_2 в результате сжигания ископаемого топлива для производства электроэнергии на объекте в год y ($tCO_2/год$)
$FC_{j,y}$	=	объем j -углеводородной смеси, измеренный в точке F_2 на рисунке 1 в период y (тыс. m^3)
$EF_{CO_2,j,y}$	=	коэффициент выбросов CO_2 от сжигания j -углеводородной смеси за период y ($t/тыс. m^3$)
$OF_{j,y}$	=	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.

IV. СРОКИ ПРОЕКТА

Период кредитования составляет максимум 5 лет с возможностью продления максимум два раза или максимум 10 лет без возможности продления, что соответствует виду деятельности.

Для валидации в орган по валидации и верификации могут быть представлены проекты, реализация которых началась не ранее чем за 2 года до подачи документов на валидацию.

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ

Период кредитования начинается не ранее регистрации проекта в Реестре углеродных единиц.

V. ДОПОЛНИТЕЛЬНОСТЬ

Дополнительность должна быть продемонстрирована с помощью инструмента № 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 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 ПНГ составлял более 5% от добычи ПНГ (согласно постановлению Правительства России от 08.11.2012 №1188), а после реализации проектной деятельности он составит **менее 5% от добычи ПНГ**, то в расчёте базовых выбросов от факельного сжигания (то есть $FC_{j,y}$ согласно формуле 2) объём факельного сжигания ПНГ должен быть принят в размере 5% от объёма добытого ПНГ (согласно выше указанному постановлению).
- Объем выбросов парниковых газов на тонну попутного газа по проектному сценарию должен быть значительно ниже, чем указано в применимых наилучших доступных технологиях (таблица 5.4 и таблица 5.5 информационно-технического справочника по наилучшим доступным технологиям ИТС НДТ 28-2021 «Добыча нефти»).
- В случае увеличения спроса на тепловую и/или электрическую энергию на нужды месторождения, проектный сценарий должен предусматривать пропорциональное увеличение добычи попутного газа, но не более чем на 5%. Недостаток тепла и/или электроэнергии должен быть получен за счет возобновляемых источников электроэнергии.

VI. ТРЕБОВАНИЯ К ПЛАНУ МОНИТОРИНГА

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ

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.

Оценка неопределенности

Допустимая неопределенность должна быть выражена как 95% доверительный интервал вокруг измеренного значения для нормально распределенных измерений. Неопределенность, связанную с каждым параметром, следует оценивать, например, путем расчета вероятной неопределенности как среднего отклонения, деленного на квадратный корень из числа измерений. Если эта неопределенность находится в пределах 95% доверительного интервала, то она считается допустимой неопределенностью, и никаких действий предпринимать не следует.

В противном случае такую неопределенность следует оценивать как низкую (<10%), среднюю (10-60%) или высокую (>60%). Процентная неопределенность может быть рассчитана путем деления среднего значения параметра на вероятную неопределенность и умножения на 100%, для получения процентной неопределенности. Если процентная неопределенность составляет <10%, то неопределенность считается низкой. Подробное объяснение процедур обеспечения и контроля качества должно быть описано для параметров со средней или высокой степенью неопределенности в попытке уменьшить неопределенность и обеспечить, чтобы расчеты сокращения выбросов не имели отклонений. В случае параметра со средней или высокой степенью неопределенности следует провести анализ чувствительности, чтобы определить, как неопределенность параметра может повлиять на расчет сокращения выбросов. Достоверность уровней неопределенности должен проверить орган по верификации на этапе верификации проекта.

Для измерения объема или массы газа системы измерения должны быть спроектированы, установлены и обслуживаться в соответствии с требованиями соответствующих эталонных стандартов измерения для установленной технологии таким образом, чтобы неопределенность измерения могла быть рассчитана полностью прослеживаемым образом со ссылкой на данные стандарты.

Для отбора проб газа оборудование для отбора проб и процедура отбора проб должны отвечать соответствующим эталонным стандартам, чтобы можно было рассчитать неопределенность при отборе проб с учетом таких стандартов.

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ

Для анализа газа газоанализатор и процедуры анализа также должны отвечать требованиям соответствующих эталонных стандартов, а в случае использования лабораторного анализа, лаборатория должна соответствовать национальным стандартам аккредитации.

Неопределенность, связанная с каждым параметром, будет поддерживаться с помощью программы калибровки, разработанной для обеспечения поддержания значения погрешности отдельных параметров на таком уровне, чтобы совокупная общая неопределенность в сокращении выбросов могла быть показана в пределах общепризнанного 5% порога существенности проверки.

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

Данные и параметры мониторинга

Данные/Параметр:	$FC_{j,y}$
Единица данных:	м ³
Наименование:	Объем j-углеводородной смеси, измеренный в точках в период у: – F ₁ на рисунке 1; – F ₂ на рисунке 1 (если применимо); – F ₁ на рисунке 2; – F ₂ на рисунке 2; – F ₃ 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. Перекрестные проверки тенденций и генерирования данных перед каждым отчетом о мониторинге

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ

Данные/Параметр:	Химический состав газа
Единица данных:	Объемная доля, %
Наименование:	Среднее содержание компонентов в j-углеводородной смеси в точках за период у: – F ₁ на рисунке 1; – F ₂ на рисунке 1 (если применимо); – F ₁ на рисунке 2; – F ₂ на рисунке 2; – F ₃ 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. Перекрестные проверки тенденций и производства данных должны выполняться перед каждым отчетом о мониторинге

VII. ПРОЕКТНЫЙ СЦЕНАРИЙ

В данной методике 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:

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

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ

где:

- PE_y = проектные выбросы в год y ($tCO_2/год$)
- $PE_{генер., y}$ = выбросы CO_2 в результате сжигания подготовленного газа для производства тепла и/или электроэнергии на объекте в год y ($tCO_2/год$).
- $PE_{CO_2, CH_4, сжиг., y}$ = 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 ($tCO_2e/год$).
- $PE_{установка подготовки, y}$ = выбросы CO_2 в результате сжигания ископаемого топлива для выработки электроэнергии, необходимой для работы установки подготовки попутного газа в год y ($tCO_2/год$).

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

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

где:

- $PE_{генер., y}$ = выбросы CO_2 в результате сжигания подготовленного газа для производства тепла и/или электроэнергии на объекте в год y ($tCO_2/год$)
- $FC_{j, y}$ = объем j -углеводородной смеси, измеренный в точке F_1 на рисунке 2 в период y (тыс. m^3)
- $EF_{CO_2, j, y}$ = коэффициент выбросов CO_2 от сжигания j -углеводородной смеси за период y (т/тыс. m^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.

Проектные выбросы от сжигания на факеле

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

где:

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ

$PE_{CO_2, CH_4, сжиг., y}$	=	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 ($tCO_2e/год$).
$FC_{j,y}$	=	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 ($t/тыс. m^3$)
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.

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

где:

$PE_{установка\ подготовки,\ y}$	=	выбросы CO_2 в результате сжигания ископаемого топлива для выработки электроэнергии, необходимой для работы установки подготовки попутного газа в год y ($tCO_2/год$)
$FC_{j,y}$	=	объем j -углеводородной смеси, измеренный в точке F_3 на рисунке 2 в период y (тыс. m^3)
$EF_{CO_2,j,y}$	=	коэффициент выбросов CO_2 от сжигания j -углеводородной смеси за период y ($t/тыс. m^3$)
$OF_{j,y}$	=	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

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ

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 (тСО₂е/год)

BE_y = базовые выбросы в год y (тСО₂е/год)

PE_y = проектные выбросы в год y (тСО₂е/год)

VIII. ОЦЕНКА ВЫБРОСОВ ОТ УТЕЧЕК ПРОЕКТНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ВКЛЮЧАЯ УТЕЧКИ РЫНКА, СМЕНЫ ВИДОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ УТЕЧКИ

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.

Утечка – это явление, при котором усилия по сокращению выбросов в одном месте перемещают выбросы в другое место или сектор, где они остаются неконтролируемыми или неучтенными. Утечка является неотъемлемым риском углеродных проектов и программ. Уровень риска утечки зависит от того, что вызывает базовые выбросы, и от структуры углеродных проектов или программ, то есть от того, насколько хорошо они снижают риски. Подход к управлению утечками должен включать выявление, устранение, мониторинг и количественную оценку утечки углерода на протяжении всего цикла проекта, а также вычитание этой утечки из расчетного количества сокращений или удалений выбросов ПГ, которые могут быть оформлены в виде углеродных единиц.

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ

Различают три типа утечки:

1) Утечка рынка происходит, когда проекты значительно сокращают производство товара, вызывая изменение в равновесии спроса и предложения, что приводит к перемещению производства в другое место для компенсации потери предложения.

2) Утечка при смещении деятельности связана с деятельностью, которая непосредственно приводит к перемещению деятельности, связанной с выбросами углерода, в другое место за пределами границ проекта, что сводит на нет некоторые или все углеродные выгоды проекта.

3) Экологическая утечка происходит, когда деятельность по проекту вызывает изменения выбросов парниковых газов или потоков выбросов парниковых газов из экосистем, гидрологически связанных с территорией реализации проекта.

Выбросы парниковых газов в результате утечек могут быть определены либо непосредственно путем мониторинга, либо косвенно, когда утечку трудно контролировать напрямую, но научные знания позволяют получить достоверные оценки вероятного воздействия. Утечка, происходящая за пределами принимающей страны (международная утечка), не требует количественной оценки. Проекты не должны учитывать положительную утечку (т. е. когда выбросы парниковых газов уменьшаются или их удаление увеличивается за пределами территории реализации проекта в результате деятельности по проекту).

При оценке утечек в результате деятельности по проекту в соответствии с этой методикой следует учитывать, было ли выбрано оборудование с более низкой эффективностью в результате деятельности по проекту.

Если такие эффекты утечек возникают в результате деятельности по проекту, сокращения выбросов должны быть соответствующим образом скорректированы традиционным образом.

В тех случаях, когда виды топлива в рамках деятельности по проекту заменяют виды топлива с более высокой углеродоемкостью, сокращение выбросов в качестве консервативного допущения не подлежит корректировке.

IX. МИНИМИЗАЦИЯ РИСКА НЕПОСТОЯНСТВА

Не применимо к рассматриваемой проектной деятельности.

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

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ

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 лесу или природной территории.

Необходимо приложить усилия, чтобы избежать 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 кредитов. В последнем случае необходимо продемонстрировать, что углеродные кредиты, переданные на международном уровне, исключены из учета количественных целей определенного на национальном уровне вклада Российской Федерации.

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 инструмента № 001 "Демонстрация дополнительной проектной деятельности" на дату начала нового периода кредитования.

XII. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

1 Приказ Министерства экономического развития России от 11 мая 2022 г. № 248 «Об утверждении критериев и порядка отнесения проектов, реализуемых юридическими лицами,

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ

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).

2 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).

3 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).

4 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).

5 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).

6 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).

7 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).

8 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).

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ

9 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.).

10 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".

11 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.

12 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).