

Методология климатического проекта № 0009

«Обнаружение и устранение утечек в системах добычи, переработки, транспортировки, хранения и распределения газа и на нефтеперерабатывающих предприятиях»

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

Версия 2.0

11 июля 2023 г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1.	Термины и определения	3
2.	Область применения и применимость	4
2.1.	Область применения	4
2.2.	Применимость	5
2.3.	Границы проекта	6
3.	Определение базовой линии	7
3.1.	Процедура выбора наиболее правдоподобного базового сценария	8
3.2.	Выбросы по базовой линии	8
4.	Период кредитования проекта	15
5.	Дополнительность	16
6.	Требования к плану мониторинга	16
6.1.	Процедуры мониторинга	16
6.2.	Оборудование для мониторинга	16
6.3.	Требования к мониторингу	18
7.	Проектный сценарий	24
7.1.	Расчет выбросов по проектному сценарию	24
7.2.	Сокращение выбросов	26
7.3.	Управление рисками	26
8.	Оценка выбросов от утечек	27
9.	Анализ риска непостоянства	27
10.	Методы предотвращения двойного учета, негативного воздействия на окружающую среду и общество	28
11.	Рекомендации в отношении изменения и/или сохранения базовой линии в случае продления периода кредитования и проектной деятельности	29
12.	Нормативные ссылки	29

1. Термины и определения

1. Для целей данной методологии применяются следующие определения:

- (i) Нефтезаводской газ. Также известен как газ, полученный при перегонке. Имеет следующее определение: «Любая форма или смесь газов, образующихся на нефтеперерабатывающих заводах в результате дистилляции, крекинга, риформинга и других процессов. Основными компонентами являются метан, этан, этилен, нормальный бутан, бутилен, пропан, пропилен и т. д. Нефтезаводской газ используется в качестве топлива для нефтеперерабатывающих заводов и сырья для нефтехимии» и обычно производится на установках дистилляции легких фракций нефтеперерабатывающих заводов, где он имеет давление, позволяющее его немедленное использование.
- (ii) Компонент. Герметичные поверхности наземного технологического оборудования, включая клапаны, фланцы и другие соединительные элементы, уплотнения насосов, уплотнения компрессоров, клапаны сброса давления, трубопроводы с открытым концом и пробоотборники. Эти компоненты представляют собой механические соединения, уплотнения и вращающиеся поверхности, которые со временем имеют тенденцию к износу и образованию непреднамеренных утечек.
- (iii) Физическая утечка. Непреднамеренный и непрерывный выход природного газа или нефтезаводского газа из компонента. Утечка может происходить через уплотнение, механическое соединение или незначительный дефект на компоненте со скоростью, превышающей нормальные значения, допускаемые производителем. Утечки могут происходить из-за нормального износа, неправильной или неполной сборки компонентов, несоответствующей спецификации материала, производственных дефектов, повреждений при установке или эксплуатации, коррозии, загрязнения и сложных условий эксплуатации (например, вибрации и тепловых циклических нагрузок).
- (iv) Программа обнаружения и устранения утечек (LDAR). Структурированная программа для обнаружения и устранения физических утечек из компонентов. Если установлено, что компонент имеет физическую утечку, то он маркируется, а физическая утечка устраняется в течение определенного времени. В контексте данной методологии определены следующие типы программ LDAR:
 - (a) Обычная программа LDAR. Она включает в себя (если применимо) физические утечки, обнаруженные работниками на слух, визуально или при помощи обоняния, а также в результате мониторинга территории и здания на наличие горючих или токсичных газов, использования персональных газоанализаторов и проверок на наличие утечек, выполняемых в рамках обычной инспекции и технического обслуживания. Обычная программа LDAR должна также включать любые дополнительные меры по обнаружению и устранению утечек, требуемые и обеспечиваемые местными нормативными актами. Физические утечки, которые обнаруживаются и устраняются в рамках обычной программы LDAR, не могут быть включены в проектную деятельность.

- (b) Усовершенствованная программа LDAR. Программа, которая является дополнением к обычной программе LDAR.
- (v) Устранение физических утечек. Устранение физической утечки происходит, когда потери природного или нефтезаводского газа в результате физической утечки в компоненте снижаются до нормальных допусков производителя в течение периода, когда компонент находится под давлением природного газа или нефтезаводского газа. Утечка может быть устранена путем подтягивания или регулировки компонента, применения герметиков, замены набивочных материалов или уплотнений, ремонта или замены компонента. Переход на более качественные компоненты, набивочные материалы и уплотнения, переход на бессальниковые технологии может помочь снизить выбросы по проекту.
- (vi) Технологические выбросы. Предусмотренные проектным решением или контролируемые выбросы природного газа или нефтезаводского газа в атмосферу, такие как выброс природного газа или нефтезаводского газа пневматическими устройствами, мероприятия по разгерметизации оборудования и трубопроводов, удаление отходов переработки или потоков побочных продуктов (например, сбросы из дегидраторов и резервуаров для хранения) и выбросы в результате аварийных сбросов давления.
- (vii) Техническое обслуживание. Это комплекс мероприятий, которые выполняются на компонентах в соответствии с международными стандартами с целью исправления или предотвращения ухудшения их технического состояния с учетом их условий эксплуатации. Техническое обслуживание, выполняемое через заранее установленные интервалы времени или в соответствии с предписанными критериями и предназначенное для снижения вероятности отказа или ухудшения функционирования и ограничения последствий.
- (viii) Парниковый газ (ПГ). Парниковый газ, указанный в приложении А к Киотскому протоколу, если иное не указано в конкретной методологии.
- (ix) Период кредитования. 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.

2. Область применения и применимость

2.1. Область применения

- 2. Эта методология применима к проектной деятельности, которая уменьшает количество физических утечек в компонентах путем внедрения усовершенствованной программы LDAR.

2.2. Применимость

3. Методология применима при соблюдении следующих условий:
 - (i) в течение последних трех лет до начала реализации проектной деятельности не существовало усовершенствованной программы LDAR для решения проблемы физических утечек из компонентов, включенных в границы проекта;
 - (ii) новые физические утечки, обнаруженные в компонентах в течение периода кредитования (например, не в момент начала проекта), подлежат учету только в том случае, если эти компоненты были включены в границы проекта при валидации проектной деятельности;
 - (iii) физические утечки, которые необходимо устранить в силу действующих норм и законодательства, подлежат учету только в том случае, если можно доказать, что в стране не обеспечивается выполнение соответствующих норм и законодательства.
4. Обратите внимание, что данная методология не применима к:
 - (i) физическим утечкам, которые обнаруживаются и устраняются в рамках обычной программы LDAR;
 - (ii) физическим утечкам, которые можно устранить путем затяжки/повторного смазывания или аналогичными мерами;
 - (iii) физическим утечкам, выявленным на компонентах, где последнее плановое техническое обслуживание или замена не были проведены до даты начала проектной деятельности, что подтверждается документально журналами технического обслуживания, графиками технического обслуживания, руководствами по техническому обслуживанию, журналами учета рабочего времени или другими подобными источниками;
 - (iv) сокращению технологических выбросов;
 - (v) сокращению сжигания природного газа или нефтезаводского газа технологическими нагревателями или котлами, двигателями и термическими окислителями.
5. Кроме того, действуют условия применимости вышеуказанных инструментов.
6. Методология применима только в том случае, если наиболее вероятным базовым сценарием является продолжение текущей практики.
7. В случае изменений в нормативно-правовой базе Российской Федерации по ПГ данная методология подлежит пересмотру с целью учета соответствующих изменений.

8. Данная методология нейтральна по отношению к программам по парниковым газам¹. Если применяется программа по ПГ², то требования этой программы дополняют требования методологии. Настоящая методология подготовлена на основе существующей методологии, разработанной в рамках Механизма чистого развития (AM0023) [14], и включает в себя ее адаптацию под действующие российские нормативно-правовые акты и стандарты.

2.3. Границы проекта

9. Границы проекта включают компоненты, на которых осуществляется проектная деятельность и должны быть четко показаны в проектно-технической документации (ПТД).
10. Более того, в границы проекта должны быть включены только выбросы метана (CH₄) от физических утечек, которые были обнаружены благодаря внедрению усовершенствованной программы LDAR. Границы проекта должны быть определены путем четкого определения всех компонентов, которые являются или могут быть источниками физических утечек.
11. Для определения границ проекта следует использовать базу данных, более подробная информация о которой приведена в описании Этапа 2 раздела «Выбросы по базовой линии» данной методологии.
12. Источники выбросов, включенные в границы проекта или исключенные из них, представлены в Таблице 1.

¹ Программа по парниковым газам; программа по ПГ (greenhouse gas programme; GHG programme): Добровольная или обязательная для исполнения международная, национальная или субнациональная система или схема, в рамках которой осуществляется инвентаризация, учет и управление выбросами ПГ, поглощением ПГ, сокращением выбросов или увеличением поглощения ПГ вне границ организации или проекта по ПГ (ГОСТ Р ИСО 14064-2021. Национальный стандарт российской федерации. Газы парниковые. Часть 1-3).

² Пример программ по ПГ в России - ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021 (учет и управление выбросами ПГ на уровне организаций), ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021 (учет и управление выбросами ПГ на уровне проектов), ГОСТ Р ИСО 14067-2021 (углеродный след продукции); на международном уровне - Европейская система торговли выбросами (ЕСТВ), Механизм чистого развития (МЧР), Стандарт отчетности по ПГ на уровне организации / проекта / жизненного цикла продукта и корпоративной цепочки стоимости (GHG Protocol), Стандарт углеродной верификации (Verified Carbon Standard, VCS), Золотой стандарт (Gold Standard) и пр.

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

Источник		Газ	Включено?	Обоснование / Объяснение
Базовая линия	Физические утечки из компонентов, включенных в границы проекта	CO ₂	Нет	Содержание CO ₂ в природном газе/нефтезаводском газе очень низкое. Исключение является консервативным
		CH ₄	Да	Основной источник выбросов
		N ₂ O	Нет	Содержание N ₂ O в природном газе/нефтезаводском газе незначительно.
Проектная деятельность	Физические утечки из компонентов, включенных в границы проекта	CO ₂	Нет	Содержание CO ₂ в природном газе/нефтезаводском газе очень низкое. Исключение является консервативным
		CH ₄	Да	Основной источник выбросов
		N ₂ O	Нет	Содержание N ₂ O в природном газе/нефтезаводском газе незначительно.

3. Определение базовой линии

13. Базовая линия³ устанавливается консервативным способом⁴ 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»).
14. Разработчик проекта может применить один из приведенных ниже подходов к определению базовой линии с обоснованием целесообразности выбора⁵:
- (i) 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);
 - (ii) подход, основанный на текущих (фактических) или исторических выбросах, скорректированных в сторону уменьшения не менее чем на 5%, если иное не предусмотрено методологией проекта.

³ Базовая линия по парниковым газам; базовая линия по ПГ (greenhouse gas baseline; GHG baseline) – количественно определенная точка (точки) отчета 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).

⁴ 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.

⁵ 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.

15. 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 **Ошибка! Источник ссылки не найден.** «**Ошибка! Источник ссылки не найден.**».

3.1. Процедура выбора наиболее правдоподобного базового сценария

16. Наиболее правдоподобный базовый сценарий определяется в три этапа:
- (i) Этап 1: Определение всех реалистичных и заслуживающих доверия альтернативных сценариев предлагаемой деятельности по проекту и исключение альтернатив, которые не соответствуют законодательным или нормативным требованиям.
 - (ii) Этап 2: Оценка альтернативных сценариев предлагаемой деятельности по проекту и устранение альтернативных сценариев, которые сталкиваются с запретительными барьерами.
 - (iii) Этап 3: Определение наиболее вероятной альтернативы (базовый сценарий).

3.2. Выбросы по базовой линии

17. Выбросы по базовой линии определяются на основе количества CH₄, выброшенного в результате физических утечек, которые были обнаружены и устранены в рамках проектной деятельности (т. е. с помощью усовершенствованной программы LDAR).
18. Выбросы по базовой линии рассчитываются на следующих четырех этапах:
- (i) Этап 1: Установление критериев для определения того, какие виды физических утечек могут быть зачтены.
 - (ii) Этап 2: Создание базы данных для управления всей информацией, связанной с проектной деятельностью.
 - (iii) Этап 3: Документирование графиков технического обслуживания и замены компонентов.
 - (iv) Этап 4: Расчет выбросов по базовой линии.

3.2.1. Этап 1: Установление критериев для определения того, какие виды физических утечек могут быть зачтены

19. Для этого участники проекта должны сначала описать и оценить в проектно-техническом документе текущую практику обнаружения и устранения утечек, применяемую эксплуатирующей компанией, а также соответствующие местные отраслевые и нормативные стандарты. На основе этой информации участники проекта должны классифицировать различные типы физических утечек. При классификации физических утечек могут быть приняты во внимание, в частности, следующие критерии:
- (i) Аспекты безопасности. Некоторые физические утечки необходимо устранять по соображениям безопасности. Оценка правил техники безопасности, местных отраслевых стандартов безопасности и их применения может помочь в определении того, какие типы физических утечек обнаруживаются

и ремонтируются в соответствии с действующими правилами техники безопасности или другим законодательством страны и местной отраслевой практикой безопасности. В некоторых случаях может существовать отдельный аппарат аварийного ремонта, специально предназначенный для устранения утечек, которые считаются угрозой безопасности;

- (ii) Доступность. Некоторые физические утечки не могут быть обнаружены обычной программой LDAR из-за их недоступности (например, они происходят в местах скученного расположения оборудования, к ним небезопасно подходить из-за горячих поверхностей, или они находятся на высоте и требуют лестниц с защитой от падения или лифтов для доступа).
- (iii) Видимость, слышимость и/или запах. Некоторые компании могут обнаруживать и устранять физические утечки только в том случае, если персонал обнаруживает физическую утечку визуально, при помощи слуха или обоняния.
- (iv) Практичность ремонта. Некоторые физические утечки могут быть устранены только в тех случаях, когда их устранение считается экономически целесообразным, или если доступны запасные части или материалы для ремонта, соответствующие отраслевым стандартам.
- (v) Технологии обнаружения утечек. Типы выявленных физических утечек могут зависеть от технологии, используемой для обнаружения физических утечек. Внедрение новых передовых технологий в рамках проектной деятельности может помочь выявить физические утечки, которые иначе не были бы обнаружены. Необходимо определить, какие типы физических утечек обычно обнаруживаются с помощью существующих технологических средств и измерительных приборов.

20. При проведении оценки используются следующие типы информации:

- (i) письменные протоколы и все записи об устранении физических утечек за предыдущие годы;
- (ii) спецификации компонентов оборудования и стандарты проектирования;
- (iii) письменные внутренние процедуры, содержащие инструкции для персонала по выявлению и устранению физических утечек;
- (iv) беседы с ключевыми сотрудниками компании, в частности, с руководителями, ответственными за обнаружение и устранение физических утечек, например, о применяемых методах, которые не являются частью документированных протоколов;
- (v) документация о технологиях и измерительных приборах, используемых для обнаружения физических утечек, и ремонтных материалах, доступных для проведения ремонта.

21. Используя такого рода информацию, следует установить четкие критерии для определения того, имело ли бы место обнаружение и устранение физической утечки в ходе реализации проекта и при обычном LDAR. Эти критерии должны быть задокументированы в проектно-техническом документе и подтверждены органом по валидации и верификации.

22. Для облегчения процесса принятия решений при классификации обнаруженных физических утечек в рамках обычной или усовершенствованной программы LDAR в ходе проекта можно использовать блок-схему, подобную приведенной на Рисунке 1 ниже.

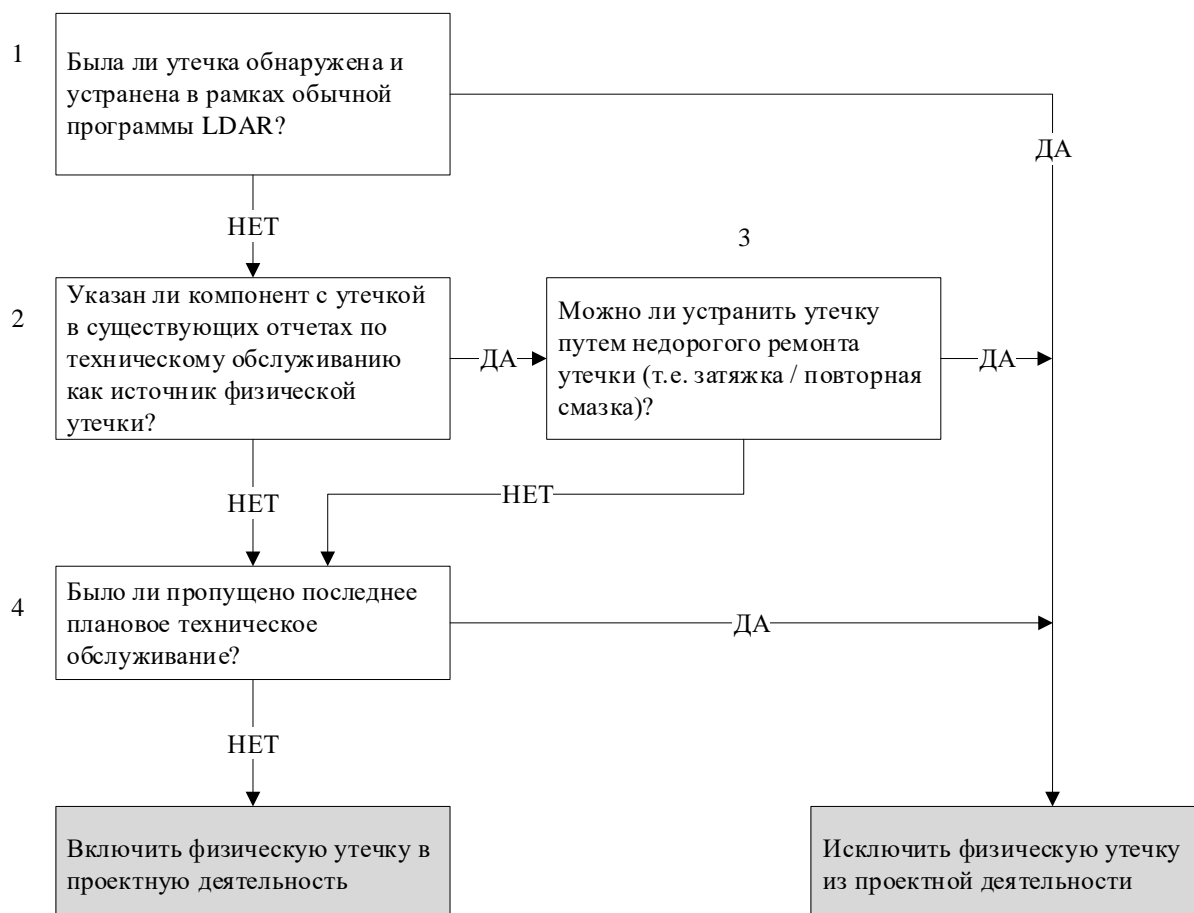


Рисунок 1: Критерии для включения утечки в проект /исключения утечки из проектной деятельности

3.2.2. Этап 2: Создание базы данных для управления всей информацией, связанной с проектной деятельностью

23. В рамках усовершенствованной программы LDAR должна быть создана база данных для управления всей соответствующей информацией, связанной с обнаружением и устранением физических утечек. Все данные, собранные в ходе реализации проекта, должны быть внесены в эту базу данных. База данных должна, в частности, включать следующую информацию о каждой физической утечке:

- (i) Данные для четкой идентификации компонента: идентификационный номер, тип компонента, размер компонента, перекачиваемая среда, технологическая единица или участок, местоположение компонента, тип объекта, номер цифровой фотографии и т. д;
- (ii) Необходимая информация об обнаружении физической утечки: дата обнаружения, примененный метод обнаружения, кто обнаружил утечку, показания при обнаружении утечки (если применимо), например, значение скрининга или изображение утечки и т. д;

- (iii) В случае проведения измерений расхода от физической утечки необходимо предоставить соответствующую информацию об измерении: дата измерения, примененный метод измерения, измеренная скорость утечки FCH₄, и неопределенность измерения;
 - (iv) Время (в часах), в течение которого компонент находится под давлением природного газа или газа нефтеперерабатывающего завода с момента последнего обследования на предмет утечек или капитального ремонта объекта;
 - (v) Информация о соответствии физической утечки требованиям для включения в проектную деятельность (информация, необходимая для проведения различия между утечками, обнаруженными с помощью обычной программы LDAR и усовершенствованной программы LDAR);
 - (vi) Информация о времени, в течение которого физическая утечка может быть зачтена за год у;
 - (vii) Необходимая информация о ремонте обнаруженной физической утечки: дата попыток ремонта физической утечки и дата успешного окончания ремонта физической утечки.
24. В дополнение к информации, которая должна быть внесена в базу данных, для четкой идентификации места утечки должны применяться все три способа маркировки мест утечки и отслеживания измерений утечки, указанные далее:
- (i) Делается цифровая фотография самой утечки, которая затем документируется вместе с фактической скоростью утечки и датой измерения.
 - (ii) Сама утечка физически маркируется на месте, на бирке указывается скорость утечки и дата измерения.
 - (iii) Место утечки документируется на чертеже самого объекта, после чего измеренные параметры утечки и дата заносятся в базу данных.
25. База данных должна постоянно обновляться в течение периода кредитования с внесением информации о физических утечках, устраненных в течение периода кредитования. Данные из базы данных также должны включаться в каждый отчет о мониторинге.

3.2.3. Этап 3: Документирование графиков технического обслуживания и замены компонентов

26. В отсутствие усовершенствованной программы LDAR физическая утечка часто прекращается после замены оборудования.
27. При расчете выбросов по базовой линии предполагается, что при физической утечке газ продолжал бы выделяться до тех пор, пока соответствующий компонент не был бы обслужен или заменен. Во всех случаях максимальный период, за который учитываются выбросы по базовой линии от утечки, составляет:
- (i) пять лет в случае выбора *продлеваемого* периода кредитования;

- (ii) время до конца периода кредитования в случае, если выбран *не продлеваемый* период кредитования.
28. Ожидаемые сроки замены компонентов, которые могут быть подвержены утечкам, должны быть определены в тех случаях, когда такие сроки существуют. Для этой цели следует определить, когда отдельный компонент или весь объект будет подлежать замене в базовом сценарии.
29. Для того чтобы определить графики замен, которые произойдут в базовом сценарии, участники проекта должны использовать письменную документацию компании и информацию о проведенных и запланированных заменах, полученную в устной форме от руководителей. Ожидаемый график замен должен быть задокументирован в проектно-техническом документе и подтвержден органом по валидации и верификации.

3.2.4. Этап 4: Расчет выбросов по базовой линии

30. Существует два варианта расчета выбросов по базовой линии. Выбор, сделанный участниками проекта, должен быть задокументирован в проектно-техническом документе и не может быть изменен в течение периода кредитования. Кроме того, выбросы по базовой линии ограничиваются уровнем выбросов по базовой линии первого года кредитования.
31. Вариант 1. Используйте любой инструмент, перечисленный в разделе «Оборудование для мониторинга», для обнаружения (но не для количественной оценки) физических утечек и применяйте коэффициенты выбросов по умолчанию, разработанные НИПИГАЗ. Выбросы следует рассчитывать путем умножения доли CH_4 в природном газе или нефтезаводском газе на соответствующие коэффициенты выбросов, а затем суммировать все компоненты, ответственные за выбросы по базовой линии в зачетный год y , следующим образом:

$$BE_y = \min \left[BE_1; \frac{1}{1000} \times GWP_{CH_4} \times \sum_i \sum_r (EF_i \times T_{i,r}) \right] \quad (1)$$

С

$$BE_1 = \frac{1}{1000} \times GWP_{CH_4} \times \sum_i \sum_r EF_i \times T_{i,r} \quad (2)$$

Где:

- BE_1 = Выбросы по базовой линии за первый кредитуемый год периода кредитования (т CO_2 -экв);
- BE_y = Выбросы по базовой линии для кредитного года y (т CO_2 -экв);
- GWP_{CH_4} = Потенциал глобального потепления метана, действительный для периода действия обязательств (т CO_2 -экв / т CH_4);
- EF_i = Коэффициент выбросов для типа компонента i определяется в соответствии с Формулой 3 (кг/час/тип компонента);

- $T_{i,r}$ = Время утечки компонента r типа компонента i в базовом сценарии, которое может быть использовано для кредитования в течение года кредитования y (часы);
- i = Типы компонентов по классификации НИПИГАЗ (РД 39.142-00 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования» 2001, Приложение 1);
- r = Компоненты типа i , для которых физические утечки были обнаружены во время первоначального обследования и отремонтированы, и которые будут иметь утечки в базовом сценарии в течение года кредитования y .

32. Коэффициент выбросов для компонента типа i рассчитывается следующим образом:

$$EF_i = 0,0036 \times g_i \times n_i \times x_i \times w_{CH_4,y} \quad (3)$$

Где:

- EF_i = Коэффициент выбросов для типа компонента i (кг/час/тип компонента);
- g_i = Величина утечки потока от компонента типа i (мг/с);
- n_i = Количество компонентов типа i в потоке;
- x_i = Доля компонентов типа i в потоке, которые потеряли свою герметичность (д. ед.);
- $w_{CH_4,y}$ = Средняя массовая доля метана в природном газе/нефтезаводском газе за год кредитования y (кг CH_4 / кг газа);
- i = Типы компонентов по классификации НИПИГАЗ (РД 39.142-00 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования» 2001, Приложение 1).

Таблица 2. Средние коэффициенты выбросов при добыче нефти и природного газа

Компонент – среда	Расчетная величина утечки (g_i), мг/с	Расчетная доля компонентов в потоке, потерявших герметичность (x_i), доли единицы (общее число компонентов данного типа принято за 1)
Запорно-регулирующая арматура – газ	5,83	0,293
Предохранительные клапаны давления – газ	37,78	0,460
Фланцевые соединения – газ	0,20	0,030
Центробежные компрессоры – газ	33,34	0,765
Поршневые компрессоры – газ	31,95	0,700
Сальниковые уплотнения насоса – газ	38,89	-
Торцевые уплотнения насоса – газ	22,22	-

Источник: РД 39.142-00 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования», ОАО «НИПИГазпереработка», 4/25/2001, Приложение 1.

33. Вариант 2. Измерьте расход газа при физических утечках с помощью пробоотборника Hi-Flow Samplers™, мешка для проб или другой подходящей технологии измерения расхода, как описано в разделе «Оборудование для мониторинга» ниже.
34. Выбросы по базовой линии рассчитываются следующим образом:

$$BE_y = \min \left\{ BE_1, ConvFactor \times \sum_j [F_{CH_4,j} \times T_{j,y} \times (1 - UR_j)] \times GWP_{CH_4} \right\} \quad (4)$$

С

$$BE_1 = ConvFactor \times \sum_j [F_{CH_4,j} \times T_{j,y=1} \times (1 - UR_j)] \times GWP_{CH_4} \quad (5)$$

Где:

BE_1 = Выбросы по базовой линии за первый кредитуемый год периода кредитования (т CO₂-экв);

BE_y = Выбросы по базовой линии для кредитного года y (т CO₂-экв);

$ConvFactor$ = Коэффициент преобразования для перевода Нм³ CH₄ в т CH₄;

j = Все физические утечки, включенные в проектную деятельность, для которых физические утечки были обнаружены и отремонтированы и которые могли бы протекать в базовом сценарии в течение года кредитования y ;

$F_{CH_4,j}$ = Измеренный расход метана для физической утечки j из компонента (м³ CH₄ / ч);

UR_j = Диапазон неопределенности для метода измерения расхода, применяемого к физической утечке j ;

$T_{j,y}$ = Время утечки для соответствующего компонента, в котором произошла физическая утечка j , в базовом сценарии и в течение года кредитования y (часы);

$GW P_{CH_4}$ = Как определено в Формуле 1 выше (т CO₂-экв / т CH₄).

35. Неопределенность измерения учитывается консервативно путем использования расхода на нижнем конце диапазона неопределенности измерения при 95% доверительном интервале для выбросов по базовой линии от утечек. Например, если измеренный расход составляет 1 м³/ч, а диапазон неопределенности метода измерения составляет ±10%, сокращения выбросов рассчитываются на основе расхода 0,9 м³/ч. Учитывая большое количество измерений, потенциально задействованных в исследовании базовой линии, можно использовать методы расчета, представленные в Руководящих принципах МГЭИК 2006 года, для расчета UR с использованием комбинированной неопределенности всех измерений.
36. При расчете выбросов по базовой линии необходимо сделать следующее допущение:
- (i) для компонентов, где при первоначальном исследовании не было обнаружено физической утечки, а при последующем исследовании была обнаружена физическая(ие) утечка(и), выбросы по базовой линии должны учитываться с момента обнаружения утечки;
 - (ii) выбросы по базовой линии от конкретной утечки j или конкретного компонента g включаются в расчеты до тех пор, пока не произойдет одно из следующих событий:
 - (iii) соответствующее оборудование заменяется по причине, не связанной с утечкой (например, в случае поломки); или
 - (iv) наступает окончание последнего периода кредитования общей проектной деятельности; или
 - (v) максимальный период, в течение которого конкретная утечка может быть учтена в сокращении выбросов, заканчивается. Указанный максимальный период составляет пять лет (в случае выбора возобновляемого периода кредитования) или конец периода кредитования (в случае выбора невозобновляемого периода кредитования).

4. Период кредитования проекта

37. Период кредитования составляет максимум 5 лет с возможностью продления максимум два раза по 5 лет или максимум 10 лет без возможности продления.
38. Для валидации проекта до 31 декабря 2025 года в орган по валидации и верификации могут быть представлены проекты, реализация которых началась не ранее чем за 5 лет до подачи документов на валидацию. С 1 января 2026 года — не ранее чем за 2 года до подачи документов на валидацию.
39. 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.

40. 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.

5. Дополнительность

41. Дополнительность должна быть продемонстрирована с помощью инструмента № 001 «Демонстрация дополнительности проектной деятельности».

6. Требования к плану мониторинга

6.1. Процедуры мониторинга

6.1.1. Создание базы данных

42. Пожалуйста, обратитесь к Этапу 2 раздела «Выбросы по базовой линии».

6.1.2. Сбор данных в ходе реализации проекта

43. Реализация проекта предусматривает первоначальное обследование и регулярные последующие обследования каждого компонента в границах проекта. Увеличение частоты проведения обследований на предмет физических утечек приведет к повышению уровня контроля физических утечек.

6.2. Оборудование для мониторинга

44. Участники проекта могут использовать следующие инструменты для обнаружения, но не для количественной оценки физических утечек в компонентах:

- (i) **Электронные газоанализаторы** – небольшие ручные газовые детекторы для обнаружения доступных физических утечек. Электронные газоанализаторы оснащены датчиками каталитического окисления и теплопроводности, предназначенными для обнаружения присутствия определенных газов. Электронные газоанализаторы можно использовать на больших отверстиях, которые невозможно проверить с помощью мыла.
- (ii) **Анализаторы органических паров (OVA) и анализаторы токсичных паров (TVA)** – это портативные детекторы углеводородов, которые также могут использоваться для выявления физических утечек. OVA – это пламенно-ионизационный детектор (FID), который измеряет концентрацию органических паров в диапазоне от 0,5 до 50 000 частей на миллион (ppm). TVA и OVA измеряют концентрацию метана в зоне вокруг физической утечки.
- (iii) **Акустическое обнаружение утечек** с помощью портативных акустических устройств, предназначенных для обнаружения акустического сигнала, возникающего при выходе газа под давлением через отверстие. Когда газ переходит из среды с высоким давлением в среду с низким давлением через физическое отверстие утечки, турбулентный поток создает акустический сигнал, который регистрируется ручным датчиком или зондом и считывается как приращение интенсивности на счетчике. Хотя акустические детекторы не измеряют физическую скорость утечки, они дают относительное представление о размере утечки – высокая интенсивность или «громкий» сигнал соответствует большей скорости утечки.

- (iv) **Оптические приборы для визуализации газов.** Существует два общих класса таких приборов – активные и пассивные приборы. Активный тип использует лазерный луч, который отражается от фона. Затухание луча, проходящего через облако углеводородов, дает оптическое изображение. Пассивный тип использует окружающее освещение для обнаружения разницы в тепловом излучении углеводородного облака. Приборы оптической газовой визуализации не измеряют скорость утечки, но позволяют быстрее проводить скрининг компонентов, чем детекторы FID.

45. Для измерения расхода утечек должна использоваться одна из следующих технологий:

- (i) Для измерения расхода при физических утечках обычно используются **методы «мешка»**. Протекающий компонент или отверстие, через которое происходит утечка, заключают в «мешок» или палатку. Инертный газ-носитель, такой как азот, пропускается через мешок с известной скоростью потока. Как только газ-носитель достигает равновесия, из мешка отбирается проба газа и измеряется концентрация метана в пробе. Скорость потока физической утечки из компонента рассчитывается на основе скорости потока продувки через корпус и концентрации метана в выходящем потоке следующим образом:

$$F_{CH_4,i} = F_{purge,i} \times w_{CH_4,i} \quad (6)$$

Где:

$F_{CH_4,i}$ = Расход метана для утечки i из протекающего компонента ($m^3 CH_4 / ч$);

$F_{purge,i}$ = Расход продувочного потока чистого воздуха или азота при утечке i ($m^3 / ч$);

$w_{CH_4,i}$ = Измеренная массовая доля метана в природном или нефтезаводском газе в течение кредитующего года y ($кг CH_4 / кг$ газа).

- (ii) **Пробоотборники большого объема или пробоотборники Hi-Flow Samplers™** собирают все выбросы от протекающего компонента для количественного определения расхода утечки. Выбросы от утечки, а также большой объем пробы воздуха вокруг протекающего компонента втягиваются в прибор через вакуумный пробоотборный шланг. Пробоотборники большого объема оснащены двойными детекторами углеводородов, которые измеряют концентрацию углеводородного газа в отобранной пробе, а также концентрацию углеводородного газа в окружающей среде. Измерения пробы корректируются с учетом концентрации углеводородов в окружающей среде, а скорость утечки рассчитывается путем умножения скорости потока измеренной пробы на разницу между концентрацией газа в окружающей среде и концентрацией газа в измеренной пробе. Выбросы метана получают путем калибровки детекторов углеводородов по диапазону концентраций метана в воздухе. Пробоотборники большого объема оснащены специальными насадками, предназначенными для полного улавливания выбросов и предотвращения

помех от других близлежащих источников выбросов.⁶ Угледородные датчики используются для измерения концентрации выхлопа в воздушном потоке системы. По сути, пробоотборник производит быстрые измерения в вакуумном корпусе.

- (iii) Для измерений с помощью **калиброванного мешка для отбора проб газа** используются мешки из антистатического материала известного объема (например, 0,085 м³ или 0,227 м³) с горловиной, форма которой позволяет легко закупорить вентиляционный патрубок. Измерение производится путем замера времени расширения мешка до полного объема, при этом используется техника полного захвата утечки во время замера времени. Измерения повторяют на одном и том же источнике утечки много раз (не менее 7, обычно от 7 до 10 раз), чтобы обеспечить репрезентативное среднее значение времени заполнения (отклонения или проблемные моменты следует исключить и повторить испытания до получения репрезентативной средней скорости). Измеряется температура газа для коррекции объема к стандартным условиям. Кроме того, измеряется состав газа для проверки доли метана в отводимом газе, поскольку в некоторых случаях может отводиться и воздух, в результате чего образуется смесь природного газа и воздуха. Калиброванные мешки позволяют надежно измерять расход утечки более 250 м³/ч. Расход утечки метана рассчитывается следующим образом:

$$F_{CH_4,i} = V_{bag} \times w_{sampleCH_4,i} \times \frac{3600}{t_{aver,i}} \quad (7)$$

Где:

$F_{CH_4,i}$ = Расход метана для утечки i из протекающего компонента (м³ CH₄ /ч);

V_{bag} = Объем калиброванного мешка, использованного для измерения (м³);

$w_{sampleCH_4,i}$ = Концентрация метана в пробном потоке из утечки i (объемные проценты);

$t_{aver,i}$ = Среднее время заполнения мешка для утечки i (секунды).

6.3. Требования к мониторингу

46. Для каждого компонента, где произошла физическая утечка, во время регулярных контрольных проверок необходимо собрать следующую информацию:

- (i) дата проведения мониторинга;
- (ii) оценка того, был ли заменен соответствующий компонент после устранения утечки;

⁶ Фоновая концентрация должна быть вычтена из основной концентрации пробы, поскольку она может быть повышенной из-за других утечек в непосредственной близости от измеряемой утечки. Такие переменные, как скорость и направление ветра, могут вызвать колебания фоновой концентрации, поэтому фон измеряется одновременно с концентрацией пробы.

- (iii) время (в часах), в течение которого компонент находится под давлением природного газа или нефтезаводского газа;
- (iv) оценка того, функционирует ли средство устранения утечки должным образом.

47. Вся информация должна быть внесена в базу данных и включена в отчеты по мониторингу.

Контролируемые данные и параметры

48. В некоторых случаях конкретные измерительные инструменты могут также автоматически учитывать некоторые параметры, которые не нужно измерять отдельно.

Данные/параметр:	$T_{i,x}$
Единица измерения данных:	Часы
Описание	Время утечки из компонента x типа компонента i в течение кредитуемого года u (часы)
Используемый источник данных:	Ведомость машин и оборудования
Процедуры измерения (при наличии)	Все отключения будут регистрироваться
Частота записи	Постоянная
Доля данных, подлежащих мониторингу	100%
Применяемые процедуры ОК/КК	Любые простои, возникающие в результате ремонта системы, будут документироваться и регистрироваться в базе данных проекта в виде сокращения времени работы. Для ясности, если не связанная с ремонтом деятельность требует отключения уже отремонтированной части оборудования, часы работы каждой части затронутого оборудования будут сокращены в базе данных на весь период отключения. Любое другое внеплановое отключение также будет учитываться по времени путем сокращения часов работы.
Комментарии:	-

Данные/параметр:	T_z
Единица измерения данных:	Часы
Описание	Время (в часах), в течение которого соответствующий компонент использовался в течение кредитуемого года u
Используемый источник данных:	Ведомость машин и оборудования
Процедуры измерения (при наличии)	Все отключения будут регистрироваться
Частота записи	Постоянная
Доля данных, подлежащих мониторингу	100%
Применяемые процедуры ОК/КК	Любые простои, возникающие в результате ремонта системы, будут документироваться и регистрироваться в базе данных проекта в виде сокращения времени работы. Для ясности, если не связанная с

	ремонтom деятельность требует отключения уже отремонтированной части оборудования, часы работы каждой части затронутого оборудования будут сокращены в базе данных на весь период отключения. Любое другое внеплановое отключение также будет учитываться по времени путем сокращения часов работы.
Комментарии:	-

Данные/параметр:	Температура и давление природного газа
Единица измерения данных:	°С и бар
Используемый источник данных:	Условия, наблюдаемые в точке и во время измерения скорости утечки
Процедуры измерения (при наличии)	-
Частота записи	Во время каждого измерения утечки
Доля данных, подлежащих мониторингу	100%
Применяемые процедуры ОК/КК	Оборудование для измерения данных будет регулярно калиброваться и перепроверяться. Должны применяться рекомендуемые производителем процедуры калибровки
Комментарии:	Применяется только в том случае, если выбран вариант 2 для расчета базовых и выбросов по проектному сценарию

Данные/параметр:	$T_{i,r}$
Единица измерения данных:	Часы
Описание	Время утечки из компонента r типа компонента i в базовом сценарии, которое может быть использовано для кредитования в течение года кредитования y (часы)
Используемый источник данных:	Ведомость машин и оборудования
Процедуры измерения (при наличии)	Все отключения будут регистрироваться
Частота записи	Постоянная
Доля данных, подлежащих мониторингу	100%
Применяемые процедуры ОК/КК	Любые простои, возникающие в результате ремонта системы, будут документироваться и регистрироваться в базе данных проекта в виде сокращения времени работы. Для ясности, если не связанная с ремонтom деятельность требует отключения уже отремонтированной части оборудования, часы работы каждой части затронутого оборудования будут сокращены в базе данных на весь период отключения. Любое другое внеплановое отключение также будет учитываться по времени путем сокращения часов работы.
Комментарии:	-

Данные/параметр:	$T_{j,y}$
Единица измерения данных:	Часы
Описание	Время, в течение которого соответствующий компонент, в котором произошла физическая утечка j , будет иметь утечку в базовом сценарии

	и которое подлежит кредитованию в течение года кредитования у (часы)
Используемый источник данных:	Ведомость машин и оборудования
Процедуры измерения (при наличии)	Все отключения будут регистрироваться
Частота записи	Постоянная
Доля данных, подлежащих мониторингу	100%
Применяемые процедуры ОК/КК	Любые простои, возникающие в результате ремонта системы, будут документироваться и регистрироваться в базе данных проекта в виде сокращения времени работы. Для ясности, если не связанная с ремонтом деятельность требует отключения уже отремонтированной части оборудования, часы работы каждой части затронутого оборудования будут сокращены в базе данных на весь период отключения. Любое другое внеплановое отключение также будет учитываться по времени путем сокращения часов работы.
Комментарии:	-

Данные/параметр:	UR_j
Единица измерения данных:	Фракция
Описание:	Диапазон неопределенности для метода измерения, применяемого к утечке j
Используемый источник данных:	Данные производителей и/или Руководящие принципы МГЭИК
Процедуры измерения (при наличии)	Оценивается, где это возможно, с доверительным интервалом 95%, руководствуясь указаниями, приведенными в главе 6 Руководящих указаний по эффективной практике и учету факторов неопределенности в национальных кадастрах парниковых газов МГЭИК 2000 года. Если производители оборудования для измерения утечек сообщают диапазон неопределенности без указания доверительного интервала, можно принять доверительный интервал 95%.
Частота записи	Периодически
Доля данных, подлежащих мониторингу	100%
Применяемые процедуры ОК/КК	-
Комментарии:	Применяется только в том случае, если выбран вариант 2 для расчета базовых выбросов и выбросов по проектному сценарию

Данные/параметр:	UR_z
Единица измерения данных:	Фракция
Описание:	Диапазон неопределенности для метода измерения, применяемого к утечке z
Используемый источник данных:	Данные производителей и/или Руководящие принципы МГЭИК
Процедуры измерения (при наличии)	Оценивается, где это возможно, с доверительным интервалом 95%, руководствуясь указаниями, приведенными в главе 6 Руководящих указаний по эффективной практике и учету факторов неопределенности в национальных кадастрах парниковых газов

	МГЭИК 2000 года. Если производители оборудования для измерения утечек сообщают диапазон неопределенности без указания доверительного интервала, можно принять доверительный интервал 95%.
Частота записи	Периодически
Доля данных, подлежащих мониторингу	100%
Применяемые процедуры ОК/КК	-
Комментарии:	Применяется только в том случае, если выбран вариант 2 для расчета базовых выбросов и выбросов по проектному сценарию

Данные/параметр:	$W_{CH_4,y}, W_{CH_4,i}$
Единица измерения данных:	кг CH ₄ /кг газа
Описание:	Средняя массовая доля метана в природном газе/нефтезаводском газе за год кредитования у
Используемый источник данных:	Прямое измерение
Процедуры измерения (при наличии)	
Частота записи	Периодически
Доля данных, подлежащих мониторингу	100%
Применяемые процедуры ОК/КК	Для определения средней массовой доли метана следует отобрать пробу природного газа или нефтезаводского газа и провести химический анализ в лаборатории
Комментарии:	-

Данные/параметр:	$W_{sampleCH_4,i}$
Единица измерения данных:	объемный процент
Описание:	Концентрация метана в потоке пробы от утечки i
Используемый источник данных:	Прямое измерение
Процедуры измерения (при наличии)	
Частота записи	Периодически
Доля данных, подлежащих мониторингу	100%
Применяемые процедуры ОК/КК	-
Комментарии:	Применяется только в том случае, если выбран вариант 2 для расчета базовых выбросов и выбросов по проектному сценарию

Данные/параметр:	$F_{CH_4,i}/F_{CH_4,z}$
Единица измерения данных:	м ³ CH ₄ /ч
Описание:	Расход метана для утечки (i, z) из протекающего компонента
Используемый источник данных:	Измерения на месте

Процедуры измерения (при наличии)	Необходимо следовать установленным процедурам производителя оборудования, используемого для измерения расхода утечек
Частота записи	Ежегодно
Доля данных, подлежащих мониторингу	100%
Применяемые процедуры ОК/КК	-
Комментарии:	Применяется только в том случае, если выбран вариант 2 для расчета базовых выбросов и выбросов по проектному сценарию. Расход утечки ($F_{CH_4,j}$) и коэффициент пересчета ($ConvFactor$) должны быть скорректированы на одинаковые условия базовой температуры и давления. Например, если для преобразования м ³ СН ₄ в т СН ₄ используется значение 0,00067 (МГЭИК 2006, том 2, стр. 4.12), то скорость потока должна быть скорректирована на эталонные условия 20 градусов Цельсия и 101,3 кПа.

Данные/параметр:	$F_{purge,i}$
Единица измерения данных:	м ³ /ч
Описание	Расход чистого воздуха или азота при утечке i
Используемый источник данных:	Измерения на месте
Процедуры измерения (при наличии)	Необходимо следовать установленным процедурам производителя оборудования, используемого для измерения расхода утечек
Частота записи	Ежегодно
Доля данных, подлежащих мониторингу	100%
Применяемые процедуры ОК/КК	-
Комментарии:	Применяется только в том случае, если выбран вариант 2 для расчета базовых выбросов и выбросов по проектному сценарию. Расход продувки и расход утечки должны быть скорректированы на одинаковые условия базовой температуры и давления

Данные/параметр:	$t_{aver,i}$
Единица измерения данных:	сек
Описание	Среднее время заполнения мешка для утечки i
Используемый источник данных:	Измерения на месте
Процедуры измерения (при наличии)	Необходимо следовать установленным процедурам производителя оборудования, используемого для измерения расхода утечек
Частота записи	Ежегодно
Доля данных, подлежащих мониторингу	100%
Применяемые процедуры ОК/КК	-
Любые комментарии:	Применяется только в том случае, если выбран вариант 2 для расчета базовых выбросов и выбросов по проектному сценарию

Данные/параметр:	BE _{САР}
Единица измерения данных:	т СО ₂ экв
Описание:	Ограниченное количество выбросов по базовой линии, определяемое как выбросы по базовой линии за первый год периода кредитования
Источник данных:	Контролируемые выбросы по базовой линии в течение первого года первого периода кредитования
Значение для применения:	-
Комментарии:	-

7. Проектный сценарий

7.1. Расчет выбросов по проектному сценарию

49. Выбросы по проектному сценарию включают выбросы от физических утечек, которые происходят на компонентах, включенных в границы проекта, в следующих случаях:

- (i) если после проведения ремонта физическая утечка возобновилась, и до тех пор, пока физическая утечка не будет повторно устранена; или
- (ii) если новая физическая утечка обнаружена в компоненте, который был частью первоначального обследования и для которого не было обнаружено физической утечки во время этого обследования, при условии, что эта физическая утечка не была устранена.

50. Выбросы по проектному сценарию рассчитываются следующим образом:

51. В случае варианта 1:

$$PE_y = \frac{1}{1000} \times GWP_{CH_4,y} \times \sum_i \sum_x [EF_i \times T_{i,x}] \quad (8)$$

Где:

PE_y = Выбросы по проектному сценарию за год кредитования y (т СО₂-экв);

$GWP_{CH_4,y}$ = Потенциал глобального потепления метана, действительный для периода действия обязательств (т СО₂-экв / т СН₄);

EF_i = Коэффициент выбросов для типа компонента i определяется в соответствии с Формулой 3 (кг/час/тип компонента);

$T_{i,x}$ = Время утечки из компонента x типа компонента i в течение года кредитования y (часы);

i = Типы компонентов по классификации НИПИГАЗ (РД 39.142-00 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования» 2001, Приложение 1);

x = Все компоненты типа i , которые учитываются как выбросы по проектному сценарию в течение года кредитования y .

52. В случае варианта 2:

$$PE_y = ConvFactor \times \sum_z [F_{CH_4,z} \times T_z \times (1 + UR_z)] \times GWP_{CH_4} \quad (9)$$

Где:

$PE_{CO_2,T,y}$ = Выбросы по проектному сценарию в год кредитования y (тCO₂-экв)

$ConvFactor$ = Коэффициент преобразования для перевода Нм³ CH₄ в т CH₄

z = Все утечки, которые учитываются как выбросы по проектному сценарию в течение года кредитования y

$F_{CH_4,z}$ = Расход метана для физической утечки z из протекающего компонента (Нм³CH₄ /ч)

UR_z = Диапазон неопределенности для метода измерения, применяемого к утечке z

T_z = Время протекания соответствующего компонента в течение кредитуемого года y (часы)

GWP_{CH_4} = Потенциал глобального потепления метана, действительный для периода действия обязательств (т CO₂-экв / т CH₄).

53. Неопределенность измерения учитывается консервативно путем использования расхода на верхнем конце диапазона неопределенности измерения при 95% доверительном интервале для выбросов по проектному сценарию в результате утечек. Например, если измеренный расход составляет 1 м³/ч, а диапазон неопределенности измерения составляет ±10%, сокращение выбросов будет рассчитано при эффективном расходе 1,1 м³/ч. Учитывая большое количество потенциально возможных измерений, можно использовать методы расчета, приведенные в Руководстве МГЭИК 2006 года, для расчета UR с использованием комбинированной неопределенности всех измерений.

54. При расчете выбросов по проекту необходимо сделать следующие допущения:

- (i) Если физическая утечка в компоненте в ходе ремонта не была устранена, то консервативно предполагается, что утечка после ремонта возобновилась:
 - (a) при том же расходе, что был обнаружен до ремонта, если используются только приборы для обнаружения утечек;
 - (b) со вновь измеренной скоростью утечки, если утечка повторно измеряется с помощью оборудования для измерения скорости утечки во время мониторинга (в случае варианта 2);

- (c) при расходе, определенном методикой НИПИГАЗ (в случае варианта 1).
- (ii) Также предполагается, что утечка возобновилась в тот день, когда утечка была проверена в последний раз и подтверждено отсутствие утечки, и что она продолжалась в течение всего времени с этой даты. Таким образом, утечки, при которых ремонт не дал результатов, должны быть включены в выбросы проекта.
- (iii) Для компонентов, где физическая утечка не была обнаружена при первоначальном обследовании и где физическая утечка(и) была(и) обнаружена(ы) при последующем обследовании, выбросы по проектному сценарию должны учитываться с момента обнаружения утечки.
- (iv) Выбросы по проектному сценарию от конкретной физической утечки включаются в расчеты до наступления более раннего из следующих событий:
 - (a) дата любого ремонта физической утечки, при условии, что утечка не возобновилась; или
 - (b) замена соответствующего оборудования (например, вследствие выхода из строя).

7.2. Сокращение выбросов

55. Сокращение выбросов рассчитывается следующим образом:

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (10)$$

Где:

- ER_y = Сокращение выбросов за год кредитования у (тCO₂-экв);
- BE_y = Выбросы по базовой линии для кредитного года у (т CO₂-экв);
- PE_y = Выбросы по проектному сценарию за год кредитования у (т CO₂-экв).

7.3. Управление рисками

56. В рамках реализации проекта рекомендуется разработать систему оценки рисков с описанием наиболее вероятных рисков, которые могут возникнуть на всех этапах реализации климатического проекта. Для такой оценки разработчику проекта следует разработать подробную матрицу, содержащую, как минимум, следующую информацию:

- (i) Основные этапы реализации климатического проекта.
- (ii) Описание рисков, которые могут возникнуть на каждом этапе климатического проекта.
- (iii) Описание вероятности наступления рисков. Для этого могут быть использованы варианты рейтинга «низкий, средний, высокий» или любые другие понятные числовые шкалы.

- (iv) Описание влияния каждого риска на результаты всего проекта. Это также может быть сделано с использованием рейтинга «низкий, средний, высокий» или любой другой понятной числовой шкалы.
- (v) Описание периода влияния каждого риска на весь климатический проект.
- (vi) Разработка мер по минимизации или предотвращению каждого вида рисков.
- (vii) Указывается время реализации каждой меры, которая снижает или предотвращает возникновение рисков.

Стадия реализации и климатического проекта	Описание рисков	Вероятность возникновения	Влияние на проект	Период воздействия	Методы минимизации рисков	Период реализации
		низкая средняя высокая	низкое среднее высокое	Подготовительный период 1-2 года после внедрения Весь период действия климатического проекта	Подробное описание мер по снижению каждого риска	Описание сроков реализации этих мероприятий
		Шкала от 1 до 5 или другие	Шкала от 1 до 5 или другие			

8. Оценка выбросов от утечек

- 57. Согласно Приказу Минэкономразвития России от 11 мая 2022 г. N 248⁷ мероприятия проекта не должны приводить к совокупному увеличению массы выбросов парниковых газов или снижению уровня их поглощения вне области влияния таких мероприятий.
- 58. При этом необходимо принимать во внимание и полностью учитывать тот факт, что если утечки в ходе реализации проекта⁸ существуют, то они должны быть оценены.

9. Анализ риска непостоянства

- 59. Не применимо.

⁷ Приложение № 1 к приказу Минэкономразвития России от 11.05.2022 г. № 248, пункт "в"

⁸ Утечка (в отношении проектной деятельности) – нетто-изменение антропогенных выбросов из источников ПГ, которое происходит за пределами границ проекта, поддается измерению и связано с деятельностью в рамках климатического проекта (если это применимо) (см. CDM-EB07-A04-GLOS Glossary CDM terms. Version 08.0).

10. Методы предотвращения двойного учета, негативного воздействия на окружающую среду и общество

60. Для предотвращения двойного учета⁹ разработчикам климатического проекта в ПТД следует изложить систему подходов и разработать технические решения, которые будут гарантировать отсутствие двойного учета в соответствии с «ГОСТ Р ИСО 14080-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Управление парниковыми газами и связанные виды деятельности. Система подходов и методическое обеспечение реализации климатических проектов». При этом следует:
- (i) избегать перекрытия (наложения) границ при их задании;
 - (ii) обеспечивать использование согласованных методик по отношению к однотипным источникам выбросов парниковых газов;
 - (iii) сформировать принцип раскрытия информации о климатических проектах;
 - (iv) анализировать любую область потенциального перекрытия границ и информировать о возможности возникновения конфликтов.
61. Климатический проект должен демонстрировать соответствие всем требованиям законодательства в той юрисдикции, где он расположен. Инициаторы проекта должны учитывать, существует ли риск того, что их проект окажет негативное воздействие на местные сообщества, биоразнообразие и окружающую среду. Такие проекты не должны приводить к повышенному загрязнению воздуха, почвы, поверхностных и подземных вод, конфликтам в сообществе, проблемам землевладения, принудительным выселениям, нарушениям прав человека или ухудшению здоровья и благополучия из-за ограниченного доступа к лесам или природной зоне.
62. Права человека
- (i) Проект должен уважать провозглашенные на международном уровне права человека, включая достоинство, культурные ценности и уникальность коренных народов. Проект не должен быть причастен к нарушениям прав человека.
 - (ii) Проект не должен быть связан с недобровольными переселениями и не должен быть соучастником этих переселений.
 - (iii) Проект не должен предполагать участия и не должен являться соучастником изменения, повреждения или удаления какого-либо важного культурного наследия.
63. Трудовые стандарты

⁹ Двойной учет: Учет выбросов или поглощения ПГ, выполненный более одного раза. Двойной учет может иметь место, если две или более подотчетных организаций будут отвечать за одни и те же выбросы или поглощения ПГ. Двойной учет может также произойти внутри одной организации, если такие выбросы учитываются по разным категориям (что не должно происходить). (ГОСТ Р 56267-2014/ISO/TR 14069:2013. Национальный стандарт Российской Федерации. Газы парниковые. Определение количества выбросов парниковых газов в организациях и отчетность. Руководство по применению стандарта ИСО 14064-1).

- (i) Проект должен уважать свободу объединения работников и их право на ведение коллективных переговоров и не должен быть причастен к ограничению этих свобод и прав.
- (ii) Проект не должен использовать и не должен быть причастным к какой-либо форме принудительного или обязательного труда.
- (iii) Проект не должен использовать и не должен быть причастным к какой-либо форме детского труда.
- (iv) Проект не должен быть связан с какой-либо формой дискриминации и быть причастным к ней.
- (v) Проект должен обеспечивать работникам безопасную и здоровую рабочую среду и не должен являться соучастником воздействия на работников небезопасных или нездоровых условий труда.

64. Защита окружающей среды

- (i) Проект не должен быть связан и являться соучастником значительного преобразования или деградации критически важных естественных местообитаний, в том числе тех, которые (а) охраняются законом, (б) официально предложены для охраны, (в) признаны авторитетными источниками в связи с их высокой природоохранной ценностью или (г) признаны охраняемыми традиционными местными общинами.

65. Антикоррупционное законодательство

- (i) Проект не должен быть связанным с коррупцией и являться замешанным в ней.

11. Рекомендации в отношении изменения или сохранения базовой линии в случае продления периода кредитования и проектной деятельности

- 66. 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.
- 67. Для обновления базовой линии пересматривается и обновляется подход к ее определению, основные параметры и допущения, используемые в анализе. Базовая линия должна отражать условия начала нового периода кредитования и быть действительной в течение этого периода.
- 68. Дополнительность при возобновлении периода кредитования проверяется на соответствие критериям в рамках Инструмента № 1 на дату начала нового периода кредитования.

12. Нормативные ссылки

- 1. Приказ Минэкономразвития 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» (зарегистрирован в Минюсте России 30.05.2022, № 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 (утвержден и введен 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 руководство по количественной оценке, мониторингу и отчетной документации для проектов по сокращению выбросов парниковых газов или увеличению их поглощения на уровне проекта (утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 30.09.2021 № 1030-ст);
4. ГОСТ Р ИСО 14064-3-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Часть 3. Требования и руководство по валидации и верификации деклараций о парниковых газах (утвержден и введен 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 валидации и верификации парниковых газов для их применения при аккредитации или других формах признания (утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 26.11.2014 № 1869-ст);
6. ГОСТ Р ИСО 14080-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Управление парниковыми газами и связанной с ними деятельностью. Система подходов и методического обеспечения реализации климатических проектов (утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 30.09.2021 № 1033-ст);
7. ГОСТ Р ИСО 14066-2013. Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Требования к компетентности групп по валидации и верификации парниковых газов (утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 17.12.2013 № 2274-ст);
8. Приказ Минприроды России от 27 мая 2022 года № 371 «Об утверждении методики количественного определения выбросов парниковых газов и абсорбции парниковых газов» (вступает в силу с 1 марта 2023 года, за исключением отдельных положений, вступающих в силу с 1 марта 2024 года);
9. Приказ Минприроды России от 30.06.2015 № 300 «Об утверждении методических указаний и методических рекомендаций по количественному определению выбросов парниковых газов организациями, осуществляющими хозяйственную и иную деятельность в Российской Федерации» (до 01.03.2023);
10. МГЭИК 2006. Руководящие принципы для национальных инвентаризаций парниковых газов Межправительственной группы экспертов по изменению климата, 2006. Игглстон, Л. Буэндиа, К. Мива, Т. Нгара и К. Танабе. // Т.1-5. – IGES// Хайям. 2006.
11. ISO 6707-1:2020 Здания и гражданские инженерные сооружения – Словарь – Часть 1: Общие термины. IDT. Дата публикации: 2020-08;

12. ГОСТ Р ИСО 6707-1-2020. Национальный стандарт Российской Федерации. Здания и сооружения. Общие положения (утвержден и введен в действие приказом Росстандарта от 24.12.2020 № 1388-ст);
13. РД 39.142-00 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования», ОАО «НИПИгазпереработка», 25.04.2001
14. AM0023 "Leak detection and repair in gas production, processing, transmission, storage and distribution systems and in refinery facilities"--- Version 4.0.0 Large-scale Methodology.
<https://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/LV8NU1GYWTK06COJPDIXQ35FR2MA47>