

Об утверждении Методик по расчету выбросов и поглощения парниковых газов

Утративший силу

Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 13 сентября 2021 года № 371. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 16 сентября 2021 года № 24383. Утратил силу приказом Министра экологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 17 января 2023 года № 9.

Сноска. Утратил силу приказом Министра экологии и природных ресурсов РК от 17.01.2023 № 9 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

В соответствии с пунктом 3 статьи 294 Экологического кодекса Республики Казахстан, а также с подпунктом 2) пункта 3 статьи 16 Закона Республики Казахстан "О государственной статистике" ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Утвердить:

1) Методику расчетов выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов согласно приложению 1;

2) Методику расчетов выбросов парниковых газов от котлов тепловых электростанций, теплоэлектроцентралей и котельных согласно приложению 2;

3) Методику расчетов выбросов парниковых газов от установок по добыче нефти и газа согласно приложению 3;

4) Методику расчетов выбросов парниковых газов от установок по интегрированному производству чугуна, стали и агломератов согласно приложению 4;

5) Методику расчетов выбросов парниковых газов от установок по производству цемента согласно приложению 5;

6) Методика расчетов выбросов парниковых газов от установок по производству алюминия согласно приложению 6;

7) Методика подготовки проектов по увеличению поглощения и снижению выбросов парниковых газов в лесном хозяйстве согласно приложению 7.

2. Департаменту климатической политики и зеленых технологий Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан в установленном законодательством порядке обеспечить:

1) государственную регистрацию настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан;

2) размещение настоящего приказа на интернет-ресурсе Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан;

3) в течение десяти рабочих дней после государственной регистрации в Министерстве юстиции Республики Казахстан настоящего приказа представление в Департамент юридической службы Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан сведений об исполнении мероприятий, предусмотренных подпунктами 1) и 2) настоящего пункта.

3. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на курирующего вице-министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

4. Настоящий приказ вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования.

*Министр экологии, геологии
и природных ресурсов
Республики Казахстан*

С. Брекешев

"СОГЛАСОВАН"

Министерство индустрии и
инфраструктурного развития
Республики Казахстан

"СОГЛАСОВАН"

Министерство энергетики
Республики Казахстан

"СОГЛАСОВАН"

Бюро национальной статистики
Агентства по стратегическому
планированию и реформам
Республики Казахстан

Приложение 1
к приказу Министра
экологии, геологии и
природных ресурсов
Республики Казахстан
от 13 сентября 2021 года № 371

Методика расчетов выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов

Глава 1. Общие положения

1. Методика расчетов выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов (далее – Методика) разработана в соответствии с пунктом 3 статьи 294 Экологического кодекса Республики Казахстан (далее – Кодекс) и предназначена для расчетов коэффициента выбросов двуокиси углерода (далее – CO₂) от сжигания горючих газов¹.

2. Расчет коэффициента выбросов CO₂ от сжигания горючих газов определяется электронным расчетным инструментом (далее – ЭРИ), предназначенным для расчета коэффициентов выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов. ЭРИ размещен на официальном интернет-ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами (далее – оператор системы).

3. Основные термины и определения, которые используются в настоящей Методике:

1) агломерационные газы – газы, образующиеся в процессе термического спекания мелких частиц руды для улучшения их металлургических свойств;

2) компонентный состав газа – смесь различных углеводородов, содержащихся в составе газа;

3) горючий газ – газ природного происхождения или полученный искусственным путем, имеющий низкую теплоту сгорания;

4) теплогенерация – процесс сжигания различных видов топлива для получения тепла;

5) оператор установки – физическое или юридическое лицо, в собственности или ином законном пользовании которого находится установка;

6) нефтезаводской газ – газ, образующийся при термических и каталитических процессах переработки продуктов нефти;

7) стандартные условия – условия окружающей среды, соответствующие температуре 20 градусов и давлению 101325 Паскаль (760 миллиметров ртутного столба).

4. Иные термины и определения, используемые в настоящей Методике, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

1Примечание: Указанная методика не применяется к расчетам в отчетах об инвентаризации ПГ ранее 2022 года.

Глава 2. Расчеты коэффициента выбросов CO₂ от сжигания горючих газов

5. Расчет выбросов CO₂ от сжигания горючих газов производится операторами установок с применением коэффициента выбросов, рассчитанного с помощью ЭРИ и данных о массе (объеме) сожженного горючего газа, полученных в результате мониторинга в соответствии с Formой плана мониторинга выбросов парниковых газов в соответствии с пунктом 4 статьи 293 Кодекса (далее – План мониторинга).

6. Для использования ЭРИ в качестве исходных данных используется информация о компонентном составе горючего газа и его плотности. Все

исходные данные о характеристиках газа, его компонентном составе приводятся к стандартным условиям.

7. Компонентный состав представляется в объемных долях либо молярных долях. В случае неопределяемых компонентов, состав газа консервативно принимается на основе этана. При этом ЭРИ производит автоматический перерасчет объемных долей в молярные доли. Сумма долей различных компонентов составляет 100.

8. Результатом расчета с помощью ЭРИ является коэффициент выбросов CO₂ от сжигания горючих газов с учетом заданного способа сжигания, выраженный в :

массовых показателях – тонн CO₂/тонн газа. Самое точное из рассчитываемых значений, так как зависит только от данных о компонентном составе газа;

объемных показателях – тонн CO₂/1000 метров кубических газа. Зависит от данных о плотности газа при заданных условиях;

энергетических показателях – тонн CO₂/терраджоулли газа. Зависит от данных о плотности и калорийности газа при заданных условиях. В случае отсутствия собственных данных, калорийность газа рассчитывается ЭРИ.

9. Коэффициент выбросов CO₂ для горючего газа в ЭРИ рассчитывается автоматически, исходя из его компонентного состава следующим способом:

Показатель:

Коэффициент выбросов CO₂ для горючего газа:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

		(1),
--	--	------

где:

EFDG_{i,y} – коэффициент выбросов (килограмм CO₂/килограмм топлива);

VDG_{i,k} – объемная доля чистого компонента k в газе i, определяется лабораторными анализами компонентного состава газа в точках отбора проб согласно Плану мониторинга, проценты;

z_k – количество атомов углерода в компоненте k;

MW_k – молярная плотность компонента k, приведенная к молярному объему газа, (килограмм/киломоль)/(стандартные метры кубические/киломоль);

dk – средневзвешенная плотность газа (смеси газов), состоящего из компонентов k , (килограмм/киломоль) / (стандартные метры кубические/киломоль);

μk – молярный вес компонента k , килограмм/киломоль;

44 – молярная масса CO_2 , килограмм/киломоль;

OF – коэффициент окисления (для сжигания в целях теплогенерации принимается по умолчанию равным 1, для факельного сжигания принимается равным 0,995).

В случаях, если единицей измерения является тонна, округление производится до трех цифр после запятой.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Журнал отчетов".

10. Показатель:

Молярная плотность компонента k :

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

		(2),
--	--	------

где:

MW_k – молярная плотность компонента k , (килограмм/киломоль)/ (стандартные метры кубические/киломоль);

μk – молярный вес компонента k , килограмм/киломоль;

V – объем одного моля газа при стандартных условиях, кубический метр/киломоль;

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Отчеты операторов установок".

11. Показатель:

Средневзвешенная плотность газа (смеси газов), состоящего из компонентов k :

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

		(3),
--	--	------

где:

$\rho_{k,i}$ – средневзвешенная плотность газа (смеси), состоящего из k компонентов, (килограмм/киломоляр)/(стандартные метры кубические/ киломоляр);

$V_{D,i,k}$ – объемная доля чистого компонента k в газе i , определяется лабораторными анализами компонентного состава газа в точках отбора проб, согласно Плану мониторинга, проценты;

MW_k – молярная плотность компонента k , (килограмм/киломоляр)/ (стандартные метры кубические/киломоляр).

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Отчеты операторов установок".

12. Компонентный состав газа регулярно определяется инструментальными методами в собственной производственной или независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан в области технического регулирования и метрологии, в соответствии с пунктом 9 статьи 132 Кодекса.

Операторы установок, на отдельных технологических установках которых производится (перерабатывается) более 20 тысяч тонн в год горючего газа переменного компонентного состава, определяют компонентный состав газа с помощью автоматических многоканальных (полных) анализаторов газа, газовых хроматографов, интегрированных в производственную систему. Анализаторы газа и газовые хроматографы регистрируются в реестре государственной системы обеспечения единства измерений в соответствии с пунктом 3) статьи 17 Закона "Об обеспечении единства измерений".

13. Периодичность аналитического контроля компонентного состава газа устанавливается операторами установок самостоятельно и отражается в подпункте 1) пункта 13.2 Плана мониторинга.

14. Оператор установки, использующий на установке в качестве газообразного топлива покупной природный газ стандартного качества, для расчета коэффициента выбросов CO_2 использует данные поставщика природного газа о компонентном составе, плотности и низшей теплотворной способности природного газа. Коэффициент выбросов CO_2 , рассчитанный операторами установок с помощью ЭРИ, применяется к объёму

использованного природного газа за период, в котором получены данные поставщика о характеристиках газа.

15. Оператор установки использует данные о массовой либо объемной доле углерода в отводимом из установки горючего газа, рассчитанного с использованием ЭРИ, в расчетах массового баланса углерода для целей расчета иных выбросов CO₂ установки.

16. Оператор установки, использующий покупной природный газ стандартного качества, потребление которого не превышает 25 миллионов метров кубических в год (объем газа в стандартных условиях), применяет объемные коэффициенты выбросов CO₂ для природного газа, в соответствии с сопровождающей технической документацией, в которой они указаны.

17. Оператор установки по добыче нефти и газа, определяет компонентный состав каждого вида газа, извлекаемого из разных геологических объектов и горизонтов, с периодичностью, предусмотренной в Методике по расчету выбросов парниковых газов для установок по добыче нефти и газа, разработанной в соответствии с пунктом 3 статьи 294 Кодекса.

Для мелких и малых месторождений нефти, газовый фактор которых не превышает 10 кубических метров газа на тонну нефти, используются данные о компонентном составе газа, указанные в утвержденных проектных документах разработки месторождений в соответствии с пунктом 1 статьи 142 Кодекса Республики Казахстан "О недрах и недропользовании".

18. Оператор установки по производству агломерата, определяет компонентный состав только агломерационных газов системы селективной рециркуляции установки и/или агломерационных газов, передаваемых на другие квотируемые установки.

19. В случае, если оператор установки не имеет возможности для измерения полного компонентного состава всех типов горючих газов от каждой установки и на каждом источнике выбросов CO₂, существуют косвенные данные для определения выбросов CO₂. К таким данным относятся плотность газов, теплотворная способность, массовая/объемная доля углерода в газе, согласно которым рассчитывается выбросы CO₂.

20. В случае, если оператор установки не имеет достаточных данных для расчета коэффициента выбросов CO₂ с помощью ЭРИ или по формуле, установленной в пункте 9 настоящей Методики, применяются следующие данные:

для природного газа по умолчанию применяются значения плотности и/или массовые коэффициенты выбросов CO₂ для природного газа в соответствии с пунктом 16 настоящей Методики;

для других горючих газов по умолчанию применяются значения плотности, доли углерода в газе и коэффициентов выбросов CO₂, указанные в таблицах 1 и 2 приложения к настоящей Методике.

21. В нефтегазовом секторе, при наличии данных только о плотности нефтезаводского газа, определяются объемные показатели.

Показатель:

Объемный коэффициент выбросов CO₂:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

	$EF_{i,y}(\text{об.}) = P_{i,y} \text{ изм.} / P_{\text{табл.}} \times EF_{\text{табл.}}(\text{об.}),$	(4),
--	--	------

где:

$EF_{i,y}(\text{об.})$ – объемный коэффициент выбросов CO₂ для источника газа/процесса i в году y , тонн CO₂/1000 стандартных метров кубических газа;

$P_{i,y} \text{ изм.}$ – плотность горючего газа, измеряемая инструментальным методом от процесса i для года y , килограмм/стандартные метры кубические;

$P_{\text{табл.}}$ – плотность по умолчанию, согласно таблице 2 приложения к настоящей Методике, килограмм/стандартные метры кубические;

$EF_{\text{табл.}}(\text{об.})$ – табличное значение объемного коэффициента выбросов CO₂, согласно таблице 2 приложения к настоящей Методике, тонн CO₂/1000 стандартных метров кубических газа.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Отчеты операторов установок".

Показатель:

Массовый коэффициент выбросов CO₂:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

	$EF_{i,y}(\text{масс.}) = EF_{i,y}(\text{об.}) / P_{i,y} \text{ изм.},$	(5),
--	---	------

где:

$EF_{i,y}(\text{масс.})$ – массовый коэффициент выбросов CO₂ для источника газа/процесса i в году y , тонн CO₂/тонна газа;

$E_{Fi,y(об.)}$ – объемный коэффициент выбросов CO_2 для источника газа/процесса i в году y , тонн $CO_2/1000$ стандартных метров кубических газа;

$P_{i,y}$ изм – измеряемая инструментальным методом плотность горючего газа от процесса i для года y , килограмм/стандартные метры кубические.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Отчеты операторов установок".

Показатель:

Объемная теплотворная способность горючего газа:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

	$NCV_{i,y(об.)} = P_{i,y} \text{ изм.} / R_{табл} \times$ $NCV_{табл.(об.)}$	(6),
--	---	------

где:

$NCV_{i,y(об.)}$ – объемная теплотворная способность горючего газа от процесса i в году y , терраджоули/1000 стандартных метров кубических;

$P_{i,y}$ изм – измеряемая инструментальным методом плотность горючего газа от процесса i для года y , килограмм/стандартные метры кубические;

$R_{табл}$ – табличное значение плотности по умолчанию, согласно таблице 2 приложения к настоящей Методике, килограмм/стандартные метры кубические;

$NCV_{табл(об.)}$ – табличное значение объемной теплотворной способности горючего газа, согласно таблице 2 приложения к настоящей Методике, терраджоули/1000 стандартных метров кубических.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Отчеты операторов установок".

Показатель:

Объемная доля углерода в газе:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

--	--	--

$\mu_{i,y}(\text{об.}) = P_{i,y} \text{ изм.} / P_{\text{табл}} \times \mu_{\text{табл}}(\text{об.}),$	(7),
--	------

где:

$\mu_{i,y}(\text{об.})$ – объемная доля углерода в газе для источника газа/процесса i в году y , доли единиц;

$P_{i,y} \text{ изм.}$ – измеряемая инструментальным методом плотность горючего газа от процесса i для года y , килограмм/стандартные метры кубические;

$P_{\text{табл}}$ – табличное значение плотности по умолчанию, согласно таблице 2 приложения к настоящей Методике, килограмм/стандартные метры кубические;

$\mu_{\text{табл}}(\text{об.})$ – табличное значение объемной и массовой доли углерода в газе, согласно таблице 2 приложения к настоящей Методике, доли единиц.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Отчеты операторов установок".

Показатель:

Массовая доля углерода в газе:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$\mu_{i,y}(\text{масс.}) = \mu_{i,y}(\text{об.}) / P_{i,y} \text{ изм.},$	(8),
---	------

где:

$\mu_{i,y}(\text{масс.})$ – массовая доля углерода в газе для источника газа/процесса i в году y , килограмм/стандартные метры кубические;

$\mu_{i,y}(\text{об.})$ – расчетное значение объемной доли углерода в газе для источника газа/процесса i в году y , доли единиц;

$P_{i,y} \text{ изм.}$ – измеряемая инструментальным методом плотность горючего газа от процесса i для года y , килограмм/стандартные метры кубические.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Отчеты операторов установок".

При наличии фактических измеряемых данных только о низшей теплоте сгорания нефтезаводского газа, выбросы CO₂ определяются следующим образом :

Показатель:

Выбросы CO₂ от горючего газа:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

	$E(\text{CO}_2) = \text{EFJ}_{\text{табл}} \times \text{NCVi}_{\text{у об.}},$	(9),
--	--	------

где:

$E(\text{CO}_2)$ – выбросы CO_2 от горючего газа (в частном случае нефтезаводского газа), тонн $\text{CO}_2/1000$ метров кубических.;

$\text{EFJ}_{\text{табл}}$ – табличное значение коэффициента выбросов CO_2 , согласно таблице 2 приложения к настоящей Методике, тонн $\text{CO}_2/\text{терраджоули}$;

$\text{NCVi}_{\text{у}}$ – низшая объемная теплота сгорания, согласно таблице 2 приложения к настоящей Методике, терраджоули /1000 метров кубических.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Отчеты операторов установок".

Приложение
к Методике расчетов выбросов
парниковых газов от сжигания
горючих газов

Таблица 1

Коэффициенты по умолчанию для горючих газов

Наименование газа	Промышленный процесс / источник газа	Плотность газа (при стандартных условиях)	Массовая/объемная доля углерода в газе		Коэффициент выбросов CO_2 при сжигании газа			Низшая объемная теплота сгорания $t_{-20^{\circ}\text{C}}$ $p=101325 \text{ Pa}$
			масса углерода/масса газа	масса углерода/1000 метров кубического газа	масса CO_2 / масса газа	масса CO_2 /1000 метров кубического газа	масса CO_2 / терраджоуль	
Коксовый	Производство кокса	0,45	0,5047	0,2271	1,8495	0,8323	48,0999	17302,60
Полукоксовый	Производство полукокса из углей Шубаркол	0,91	0,17	0,15	0,60	0,54		7642,76

	ьского разреза (спецкокс)						70,85	
Доменный газ	Выплавка пердельн ого чугуна	1,30	0,2004	0,2605	0,7343	0,9545	217,6221	4386,22
Доменный газ	Выплавка литейного чугуна	1,30	0,1838	0,2389	0,6734	0,8754	189,377	4622,33
Конвентор ный газ	Выплавка стали	1,40	0,3657	0,5120	1,3400	1,8760	194,7959	9630,68
Ферроспла вный газ	Производс т в о феррохро ма	1,26	0,3589	0,4522	1,3151	1,6570	176,8031	9371,85
Ферроспла вный газ	Производс т в о силикомар ганца	1,26	0,3811	0,4802	1,3965	1,7596	179,6387	9795,26
Ферроспла вный газ	Производс т в о ферросили ция	1,26	0,3621	0,4562	1,3267	1,6716	172,0869	9713,59
Ферроспла вный газ	Производс т в о ферромарг анца	1,26	0,3927	0,4949	1,4391	1,8133	174,3199	10401,92

Таблица 2

Табличные значения объемных показателей

Наименов ание газа	Источник газа/ процесса	Плотность газа (при стандартн ы х условиях)	Массовая/объем ная доля углерода в газе		Коэффициент выбросов CO2 при сжигании газа			Низшая объемная теплота сгорания t –20oC p–101325 Pa
		килограмм / метр кубическ й	тонн углерода/ тонн газа	тонн углерода/ 1000 метров кубическ х газа	тонн CO2/ тонн газа	тонн CO2/ 1000 метров кубическ х	тонн CO2/ терра джоуль	терраджоу ль/1000 метров кубическ х
		Rтабл	мтабл (массовая доля)	мтабл (объемная доля)	EFтабл (массовая)	EFтабл (объем ная)	EFJтабл	NCVтабл (объемная)
	Установки первичной							

Нефтезаводской газ	перегонки нефти (прямое использование топливного газа без обработки)	1,93	0,8184	1,5795	2,9987	5,7875	64,8686	89219,26
Нефтезаводской газ	Сухой газ после газофракционирования и/или аминовой очистки	1,58	0,7998	1,2637	2,9307	4,6306	63,6540	72745,67
Нефтезаводской газ	Термический крекинг мазута под давлением (вискрекинг)	1,89	0,8171	1,5443	2,9940	5,6586	64,7429	87401,40
Нефтезаводской газ	Замедленное коксование	1,53	0,8068	1,2344	2,9562	4,5230	63,5517	71169,70
Нефтезаводской газ	Каталитический крекинг (бензиновый , обычный режим)	1,99	0,8095	1,6110	2,9663	5,9029	65,364	90308,07
Нефтезаводской газ	Каталитический реформинг (обычный режим)	1,87	0,8066	1,5084	2,9556	5,5270	64,9432	85104,48
Нефтезаводской газ	Гидроочистка	1,44	0,8059	1,1605	2,9529	4,2522	62,9705	67526,12
Отходящий ("кислый") газ	Отходящие газы установок сероочистки на факельное сжигание	1,45	0,0197	0,0285	0,0721	0,1045	5,0964	20509,44
	Сжигание в теплоагрегатах и на	1,13	0,7424	0,8389	2,7204	3,0740	61,3524	50104,42

Попутный нефтяной газ	факелах высокого давления							
Попутный нефтяной газ	Сжигание на факелах низкого давления	1,36	0,7620	1,0363	2,7922	3,7974	62,5716	60688,18

Приложение 2
к приказу Министра экологии,
геологии и природных ресурсов
Республики Казахстан
от 13 сентября 2021 года № 371

Методика расчетов выбросов парниковых газов от котлов тепловых электростанций, теплоэлектроцентралей и котельных

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика расчетов выбросов парниковых газов от котлов тепловых электростанций (далее – ТЭС), теплоэлектроцентралей (далее – ТЭЦ) и котельных (далее – Методика) разработана в соответствии с пунктом 3 статьи 294 Экологического кодекса Республики Казахстан (далее – Кодекс) и предназначена для расчетов выбросов парниковых газов от котлов ТЭС, ТЭЦ и котельных¹.

2. В настоящей Методике рассматриваются выбросы парниковых газов от ТЭС, ТЭЦ и котельных, основным видом и/или вторичным видами экономической деятельности которых является производство электрической и тепловой энергии, а также от ТЭС, ТЭЦ и котельных, производящих тепловую энергию для собственных нужд и не включаемых в состав других установок.

3. Данные по годовым выбросам парниковых газов предоставляются в целом по ТЭС, ТЭЦ и котельным. При сжигании в котлах (раздельном или совместном) нескольких видов или марок топлива, расчет выброса парниковых газов производится отдельно по каждому виду или марке, а результаты суммируются.

4. Оператор установки осуществляет мониторинг по данным о количестве, качестве и элементном (компонентном) составе топлив в соответствии с настоящей Методикой и Формой плана мониторинга выбросов парниковых газов в соответствии с пунктом 4 статьи 293 Кодекса (далее – План мониторинга).

В данном методе расчета использование теплотворной способности топлива (твердого, включая сланцы, жидкого и газообразного) не требуется, так как он основан на содержании углерода в топливе на рабочую массу.

5. Оператор установки при определении годового выброса CO₂ использует следующие данные:

1) расход натурального топлива по видам, маркам, месторождениям по фактическим данным установки за отчетный период;

2) содержание углерода на рабочую массу сжигаемого жидкого или твердого топлива по результатам анализа. Оператор установки использует данные о содержании углерода в топливе, предоставленные поставщиком топлива, либо осуществляет анализ содержания углерода на рабочую массу топлива в собственной аттестованной производственной лаборатории, либо в независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан в области технического регулирования в соответствии с пунктом 9 статьи 132 Кодекса;

3) потери тепла от механической неполноты сгорания жидкого или твердого топлива;

4) компонентный состав сжигаемого газа.

1 Указанная методика не применяется к расчетам в отчетах об инвентаризации ПГ ранее 2022 года.

Глава 2. Расчеты выбросов двуокиси углерода от котлов ТЭС, ТЭЦ и котельных

6. Показатель:

Выбросы двуокиси углерода (далее - CO₂) при сжигании твердого (кроме сланцев) и жидкого топлива:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$M_{CO_2} = 0,01 \times V_{нат} \times (44/12) \times C_p \times (1 - 0,01 q_4),$$

где:

M_{CO_2} – выбросы CO₂ при сжигании твердого и жидкого топлива;

$V_{нат}$ – расход натурального твердого или жидкого топлива за отчетный период, тонн;

44/12 – коэффициент пересчета углерода в углекислый газ;

C_p – содержание углерода в топливе на рабочую массу, проценты;

q_4 – потери тепла вследствие механической неполноты сгорания твердого и жидкого топлива, проценты.

Данный показатель рассчитывается исходя из анализов содержания горючих в шлаке и уносе. Анализ осуществляется в собственной аттестованной производственной лаборатории или в независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики

Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия в соответствии с пунктом 8 статьи 186 Кодекса. В случае отсутствия анализа, оператор установки принимает потерю тепла вследствие механической неполноты сгорания твердого и жидкого топлива равной 3 процентам. Потери тепла вследствие механической неполноты сгорания топлива определяется по фактическим данным, усредненным за отчетный период.

Данная формула применима для расчета выбросов CO₂ как от сжигания твердого, так и жидкого топлива, так как она основана на содержании углерода в топливе на рабочую массу. Если расход жидких видов топлива представлен в объемных единицах, то его переводят в единицы массы, используя плотность. Данные по плотности предоставляются поставщиком топлива или по результатам собственной аттестованной производственной лаборатории или независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, в соответствии с пунктом 8 статьи 186 Кодекса.

В случаях, если единицей измерения является тонна, округление производится до одного знака после запятой.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Журнал отчетов".

7. При сжигании в котлах ТЭС, ТЭЦ и котельных отходов производства и иных видов топлива, доля которых в топливном балансе установки составляет менее 1 процент, оператор установки использует принятые международные методики для расчета фактических объемов выбросов CO₂ от сжигания данных видов топлива (отходов). Сведения об использованных иных видах топлива отражаются в подпункте 2) пункта 13.1 Плана мониторинга.

8. Операторы установок предоставляют результаты расчетов выбросов CO₂ в сумме по всем видам топлива за отчетный год.

9. Для определения содержания углерода в стандартных коммерческих видах жидкого топлива, оператор установки использует данные о содержании углерода, предоставленные поставщиком топлива. В случае отсутствия данных, предоставляемых поставщиком, оператор установки осуществляет анализ содержания углерода на рабочую массу топлива в собственной производственной лаборатории, либо в независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан в области технического регулирования в соответствии с пунктом 9 статьи 132 Кодекса либо рассчитывает выбросы от использования жидкого топлива в соответствии с Методикой по расчету выбросов парниковых газов от

установок по добыче нефти и газа, разработанной в соответствии с пунктом 3 статьи 294 Кодекса

10. Для установок, сжигающих сланцы, при расчете выбросов CO₂ учитывается CO₂, образующийся при разложении карбонатов.

Выбросы CO₂ при сжигании сланцев рассчитываются следующим образом:

Показатель:

Выбросы CO₂ при сжигании сланцев:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$MCO_2 = 0,01 \times V_{\text{нат}} \times [(44/12) C_p + (CO_2)_{\text{кк}}] \times (1 - 0,01 q_4), (2),$$

где:

MCO_2 – выбросы CO₂ при сжигании сланцев, тонн;

$V_{\text{нат}}$ – расход натурального твердого или жидкого топлива за отчетный период, тонн;

$44/12$ – коэффициент пересчета углерода в углекислый газ;

C_p – содержание углерода в топливе на рабочую массу, проценты;

$(CO_2)_{\text{кк}}$ – CO₂ карбонатов, проценты;

k – степень разложения карбонатов, при слоевом сжигании равная 0,7, при факельном – 1,0;

q_4 – потери тепла вследствие механической неполноты сгорания твердого и жидкого топлива, проценты.

Данный показатель рассчитывается исходя из анализов содержания горючих в шлаке и уносе. Анализ осуществляется в собственной производственной лаборатории или в независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия в соответствии с пунктом 8 статьи 186 Кодекса. В случае отсутствия анализа, оператор установки принимает потерю тепла вследствие механической неполноты сгорания твердого и жидкого топлива равной 3 процентам. Потери тепла вследствие механической неполноты сгорания топлива определяются по фактическим данным, усредненным за отчетный период.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Журнал отчетов".

11. Выбросы CO₂ от сжигания газообразного топлива рассчитываются по следующим образом:

Показатель:

Выбросы CO₂ от сжигания газообразного топлива:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$MCO_2 = \sum BDG \times EFDG_{i,y}, (3),$$

где:

MCO₂ – выбросы CO₂ от сжигания газообразного топлива, тонн CO₂;

BDG – расход газообразного топлива соответствующего компонентного состава за отчетный период, тонн;

EFDG_{i,y} – коэффициент выбросов CO₂, тонн CO₂/тонн топлива.

Расчет коэффициента выбросов CO₂ от сжигания газообразного топлива производится оператором установки самостоятельно, в соответствии с Методикой по расчету выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов, разработанной в соответствии с пунктом 3 статьи 294 Кодекса.

Периодичность аналитического контроля компонентного состава газа устанавливается оператором установки самостоятельно либо в соответствии с договорами на закупку газообразного топлива стандартного качества от поставщиков и отражается в подпункте 1) пункта 13.2 Плана мониторинга.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Журнал отчетов".

Глава 3. Расчеты выбросов метана и закиси азота от котлов ТЭС, ТЭЦ и котельных

12. При расчете выбросов метана (далее – CH₄) и закиси азота (далее – N₂O) от котлов ТЭС, ТЭЦ и котельных при сжигании твердого, газообразного и жидкого топлива используется формула, указанная в пункте 11 настоящей Методики.

При этом, применяются соответствующие коэффициенты выбросов и EFN₂₀.

Расчет коэффициента выбросов CH₄ и N₂O от сжигания твердого/газообразного/жидкого топлива производится оператором установки самостоятельно, в соответствии с Методикой по расчету выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов твердого и жидкого топлива, разработанной в соответствии с пунктом 3 статьи 294 Кодекса.

13. При расчете выбросов парниковых газов в эквиваленте тонны CO₂ используются потенциалы глобального потепления в соответствии с пунктом 3 статьи 282 Кодекса.

Приложение 3
к приказу Министра
экологии, геологии и
природных ресурсов
Республики Казахстан
от 13 сентября 2021 года № 371

Методика расчетов выбросов парниковых газов от установок по добыче нефти и газа

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика расчетов выбросов парниковых газов от установок по добыче нефти и газа (далее – Методика) разработана в соответствии с пунктом 3 статьи 294 Экологического кодекса Республики Казахстан (далее – Кодекс) и предназначена для расчетов выбросов парниковых газов от установок по разведке, добыче нефти и газа¹.

2. В настоящей Методике используются следующие термины и определения:

1) газлифтный газ – газ, использующийся для газлифта нефтяной скважины и вводимый под высоким давлением;

2) газовый фактор – содержание смеси углеводородных газов в продукции нефтяных скважин;

3) групповая замерная установка – техническое устройство в границах месторождения (группы месторождений), используемое для оперативного замера дебита нефти, газа и воды, добываемых из скважин;

4) давление насыщения нефти газом – давление, при котором весь газ растворяется в жидкости;

5) количество извлеченного попутного нефтяного газа (далее – ПНГ) – общее количество ПНГ, извлеченного на месторождении/скважине в виде растворенного, связанного или свободного ПНГ за выбранный период времени;

6) месторождение – часть недр, содержащая природное скопление полезного ископаемого (полезных ископаемых), запасы которого (которых) подсчитаны и (или) оценены в результате проведения разведки;

7) оператор установки – физическое или юридическое лицо, в собственности или ином законном пользовании которого находится установка;

8) пластовое давление нефти – максимальное давление, при котором газ начинает выделяться из нефти;

9) попутный нефтяной газ – смесь различных газообразных углеводородов, связанных или растворенных в сырой нефти или находящаяся в несвязанном (свободном) состоянии в нефтегазоносном пласте;

10) стандартные условия – условия окружающей среды, соответствующие температуре 20 градусов и давлению 101325 Паскаль (760 миллиметров ртутного столба);

11) сухой газ – природный горючий газ из группы углеводородных веществ, характеризующийся резким преобладанием в его составе CH_4 , сравнительно невысоким содержанием этана.

3. Иные термины и определения, используемые в настоящей Методике, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

1Примечание: Указанная методика не применяется к расчетам в отчетах об инвентаризации ПГ ранее 2022 года.

Глава 2. Расчеты выбросов парниковых газов от установок по добыче нефти и газа

4. Показатель:

Суммарные выбросы парниковых газов установки:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

	$E_{\text{total}} = E_{\text{gas,COMB},y} + E_{\text{liq,COMB},y} + E_{\text{flare},y} + \dots, \quad (1),$
--	---

где:

E_{TOTAL} – суммарные выбросы парниковых газов, тонн CO_2 -эквивалент;

$E_{\text{gas,COMB},y}$ – суммарные годовые выбросы CO_2 от сжигания газообразных видов топлива в году y , тонн CO_2 -эквивалент;

$E_{\text{liq,COMB},y}$ – суммарные годовые выбросы CO_2 от сжигания жидких видов топлива, тонн CO_2 -эквивалент;

$E_{\text{flare},y}$ – выбросы CO_2 от сжигания ПНГ и других видов газообразного (горючего) топлива сжигаемого на факеле, тонн CO_2 -эквивалент;

– годовые выбросы CH_4 от утечек и технологических потерь на производственной площадке (месторождении) i для года y , тонн CO_2 -эквивалент;

– суммарные годовые выбросы CH_4 от нормируемых технологических потерь ПНГ, тонн CO_2 -эквивалент;

В случаях, если единицей измерения является тонна, округление производится до двух цифр после запятой.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Журнал отчетов".

5. Показатель:

Общие годовые выбросы парниковых газов от сжигания газообразного топлива:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

	$E_{gas, COMB, y} = E_{gas, j, y} + E_{gas, d, y},$ (2),
--	--

где:

$E_{gas, COMB, y}$ – суммарные годовые выбросы CO₂ от сжигания газообразных видов топлива (природного газа, ПНГ, газлифтного газа, сухого газа) в году y , тонн CO₂-эквивалент;

$E_{gas, j, y}$ – выбросы от сжигания ПНГ в году y , тонн CO₂-эквивалент;

$E_{gas, d, y}$ – выбросы от других видов газообразного топлива в году y , тонн CO₂-эквивалент.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Журнал отчетов".

7. Показатель:

Выбросы от сжигания ПНГ:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

		(3),
--	--	------

где:

$E_{gas, j, y}$ – выбросы от сжигания ПНГ в году y , тонн CO₂-эквивалент;

$FCDG, i, y, GF$ – потребление ПНГ для месторождения i в году y , стандартные метры кубические;

$EFDG_{i,y}$ – коэффициент выбросов CO_2 для ПНГ для месторождения i в году y , тонн CO_2 /стандартные метры кубические топлива.

Значение теплотворной способности учтено при расчете коэффициента выбросов ПНГ, который определяется по электронному расчетному инструменту (далее – ЭРИ) согласно Методике по расчету выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов, разработанной в соответствии с пунктом 3 статьи 294 Кодекса.

При расчете выбросов метана в эквиваленте CO_2 , используется потенциал глобального потепления согласно пункту 3 статьи 282 Кодекса.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Журнал отчетов".

8. Количество потребленного ПНГ определяется двумя методами: расчетным методом и методом прямых измерений количества извлеченного ПНГ.

Расчетный метод применяется следующим образом:

8.1. Показатель:

Общее потребление ПНГ на установке:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

		(4),
--	--	------

где:

$FCDG_{i,y,GF}$ – потребление ПНГ для месторождения i в году y , стандартные метры кубические;

$F_{Poil,m}$ – количество извлеченных ресурсов нефти по объектам/горизонтам m , тонны;

$GOR_{i,n}$ – газовый фактор для месторождения i со скважины n , стандартные метры кубические газа/тонны нефти;

$FCDG_{i,y,import}$ – количество ПНГ, идущего на установку подготовки газа, стандартные метры кубические;

Величина газового фактора определяется с применением одного из нижеприведенных подходов:

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли

углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Журнал отчетов".

8.2. Подход по средневзвешенному газовому фактору.

Показатель:

Газовый фактор:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

		(4.1),
--	--	--------

где:

$GOR_{i,n}$ – газовый фактор для месторождения i со скважины n , стандартные метры кубические газа/тонны;

GOR_m – газосодержание извлеченных ресурсов нефти по объектам/горизонтам, согласно последнему утвержденному проектному документу, регламентирующему разработку данного месторождения (включая документы авторского надзора) в соответствии с пунктом 1 статьи 142 Кодекса Республики Казахстан "О недрах и недропользовании", стандартные метры кубические/тонны;

$F_{Poil,m}$ – количество извлеченных ресурсов нефти по объектам/горизонтам, тонны;

m – индекс, обозначающий соответствующий горизонт.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Журнал отчетов".

Подход по консервативному значению газового фактора

В случае невозможности вычисления средневзвешенного газового фактора по подходу средневзвешенного газового фактора, а также для месторождений, добывающих не более 1 миллиона стандартных метров кубических ПНГ в год, на весь период отчетности применяется консервативное значение газового фактора для месторождения в целом.

Расчетный метод применяется в случае, если пластовое давление нефти превышает значение давления насыщения нефти газом.

Метод прямых измерений количества извлеченного ПНГ

Данные о скважинной добыче ПНГ основываются на регулярных измерениях количества ПНГ на групповой замерной установке для каждой нефтяной скважины. Данные групповой замерной установки перепроверяются с помощью ежегодных (как минимум) контрольных измерений на мобильной замерной установке.

Данные о количестве ПНГ, полученном на ступенях сепарации, основываются на показаниях приборов учета ПНГ, прибора расхода газа печами при наличии автоматизированного учета как данных о расходе ПНГ, так и данных о давлении ПНГ и работе предохранительных клапанов технологических установок.

9. Для месторождений, добывающих более 3 миллионов стандартных метров кубических ПНГ, применяется и расчетный метод, и метод прямых измерений, а также сравнение данных, полученных указанными методами. Для расчета выбросов парниковых газов применяется наибольшее значение количества извлеченного ПНГ. Особое внимание уделяется месторождениям, у которых пластовое давление нефти меньше давления насыщения нефти газом, поскольку проектное значение газового фактора не является стабильным фактором.

10. В случае, если отклонения от стандартного значения превышает 20 процентов, осуществляются инструментальные замеры количества выделяемого ПНГ на ступенях сепарации в присутствии представителя органа по валидации и верификации.

11. При составлении баланса ПНГ для расчетов выбросов парниковых газов принимается количество ПНГ, которое идет на производство полезной тепловой и электрической энергии в границах установки.

12. Коэффициент выбросов CO₂ для ПНГ рассчитывается в соответствии с ЭРИ, исходя из его компонентного состава².

13. Компонентный состав ПНГ для каждого из геологических объектов месторождений установки регулярно определяется инструментальными методами. Также компонентный состав определяется из документов отчетности (за годы, предшествующие периоду отчетности и мониторинга), из анализов физико-химических свойств нефти и ПНГ.

При отсутствии возможности проведения компонентного состава средневзвешенный компонентный состав технологических газов может также быть принят по материально – тепловому балансу нефтегазовых установок, выполненного путем инженерных расчетов и моделирования физико-химических свойств нефти и ПНГ.

Используемый средневзвешенный компонентный состав технологических газов должен проверяться два раза в год прямым анализом.

14. Показатель:

Выбросы от сжигания других видов газообразного топлива:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

		(5),
--	--	------

$E_{gas,d,y}$ – выбросы CO_2 от сжигания других видов газообразного топлива в году y , тонн CO_2 -эквивалент;

FCd,i,y – суммарное потребление других видов газообразного топлива для месторождения i в году y , стандартные метры кубические;

$E_{Fd,y}$ – коэффициент выбросов газообразного топлива в году y , тонн CO_2 /стандартные метры кубические.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Журнал отчетов".

15. При расчете выбросов парниковых газов для других видов газообразного топлива, учитывается количество газообразного топлива, потребляемого для производства тепловой и электрической энергии при обеспечении производственных нужд. Количество газообразного топлива определяется инструментальными методами на основании прямых измерений расходомерами топлива с учетом приведения к стандартным условиям. Также учитывается объем газообразного топлива, который не используется в технологических процессах установки в качестве сырья, а отдается на продажу потребителю.

Таким образом, количество газообразного топлива рассчитывается, исходя из следующих данных:

1) общее количество образовавшегося газообразного топлива на установке;

2) общее количество газообразного топлива, отданное на продажу потребителю (экспортного);

3) общее количество газообразного топлива, поставленное третьей стороной (импортированного).

16. Коэффициент выбросов CO_2 для других видов газообразного топлива рассчитывается исходя из его компонентного состава в соответствии с ЭРИ.

17. Показатель:

Общие годовые выбросы парниковых газов от стационарного сжигания жидкого топлива (собственной выработки и импортного) на установке:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

		(6),
--	--	------

где:

$E_{liq,COMB,y}$ – суммарные годовые выбросы парниковых газов от сжигания жидких видов топлива, тонн CO_2 ;

$FC_{liq,p,y}$ – суммарное потребление всех видов сжигаемого жидкого топлива типа p для месторождения i в году y , тонны;

$NCV_{liq,p,y}$ – низшая теплотворная способность жидкого топлива типа p в году y , терраджоуль/тонны;

$E_{Fliq,p,y}$ – коэффициент выбросов CO_2 для жидкого топлива типа p в году y , тонн CO_2 /терраджоуль.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Журнал отчетов".

18. Количество жидкого топлива, потребленного тепло - и/или электрогенерирующим стационарным оборудованием на производственных площадках, определяется на основе прямых измерений расходомерами топлива. В случае невозможности или отсутствия расходомеров топлива, баланс жидкого топлива каждого типа составляется по данным внутренней отчетности установки. Для расчета выбросов парниковых газов принимается количество жидкого топлива, которое идет на производство полезной тепловой и электрической энергии в границах установки.

19. Для получения теплотворной способности жидкого топлива, проводится лабораторный анализ теплотворной способности для такого топлива в собственной производственной лаборатории или в сторонней лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан в области технического регулирования в соответствии с пунктом 9 статьи 132 Кодекса. Регулярность анализа теплотворной способности определяется по историческим данным за два последних года. Если нет исторических данных, регулярность анализа определяется следующим образом:

1) доля потребления жидкого топлива в общем топливном балансе установки меньше 1 процента: топливо не рассматривается ввиду незначительности;

2) доля потребления жидкого топлива в общем топливном балансе установки от 1 до 5 процента: анализ проводится один раз в квартал;

3) доля потребления жидкого топлива в общем топливном балансе установки от 5 до 15 процента: анализ проводится один раз в месяц;

4) доля потребления жидкого топлива в общем топливном балансе установки больше 15 процентов: анализ проводится один раз в неделю.

20. Для получения коэффициента выбросов парниковых газов для жидких топлив, проводится лабораторный анализ содержания углерода в топливе в собственной производственной лаборатории или в сторонней лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан в области технического регулирования в соответствии с пунктом 9 статьи 132 Кодекса. Регулярность анализа содержания углерода в топливе эквивалентна регулярности анализа теплотворной способности

21. Показатель:

Выбросы от сжигания жидкого топлива на передвижных и стационарных агрегатах и резервных источниках:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

		(7),
--	--	------

где:

– выбросы от сжигания жидкого топлива на передвижных и стационарных агрегатах и резервных источниках, тонн CO₂;

– потребление жидкого топлива p на сжигание в рамках производственной площадки i в году y , литры;

$NCV_{p.y}$ – теплотворная способность жидкого топлива p в году y , согласно п. 19 настоящей Методики, мегаджоуль/килограммы;

$E_{Fr.y}$ – коэффициент выбросов жидкого топлива p в году y , п. 20 настоящей Методики, тонн CO₂/мегаджоуль;

$\rho_{p.y}$ – плотность жидкого топлива, килограмм/метры кубические.

Данные по плотности принимаются по результатам собственной производственной лаборатории или сторонней лаборатории, аккредитованной в

порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия в соответствии с пунктом 8 статьи 186 Кодекса.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Журнал отчетов".

22. В случае, если в пределах границ месторождения применяется факельное сжигание для утилизации ПНГ или других видов газообразного (горючего) топлива, выбросы CO₂ от факельного сжигания рассчитываются следующим образом:

Показатель:

Выбросы CO₂ от факельного сжигания:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

	(8),
--	------

где:

$E_{flare,y}$ – выбросы CO₂ от сжигания ПНГ на факеле, тонн CO₂-эквивалент;

$FC_{flare,i,y}$ – количество ПНГ, другие виды газообразного топлива сжигаемого на факеле на производственной площадке i в году y , стандартные метры кубические;

$EFDG_{flare,i,y}$ – коэффициент выбросов CO₂ для ПНГ и других видов газообразного топлива (горючего) сжигаемого на факеле на производственной площадке i в году y , тонн CO₂/стандартные метры кубические ПНГ, рассчитывается в соответствии с ЭРИ.

OF – коэффициент окисления при сжигании CH₄ на факеле, равный 0,9984.

Количество ПНГ, сжигаемого на факеле, определяется на основе прямых измерений на линии, идущей к факельной установке (приборами учета расхода газа). В случае невозможности определения расхода инструментальными методами, расход определяется исходя из баланса газа по установке.

В случаях, когда на месторождении добывается нефть с высоким содержанием ПНГ (с высоким значением газового фактора), имеют место периодические выбросы ПНГ в атмосферу в результате скачков давления и срабатывания аварийных сбросных клапанов технологических установок при разгазировании нефти. Эти выбросы не подлежат учету в рамках внутренней

отчетности установки, в которой учитываются нормативы технологических потерь нефти и газа на собственные нужды.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Журнал отчетов".

23. Расчет данных выбросов основывается на данных отчетности об утечках/аварийных сбросах, содержащих сведения об объемах сброса.

Расчет данных выбросов основывается на данных отчетности об утечках/аварийных сбросах, содержащих сведения об объемах сброса.

Показатель:

Годовые выбросы СН₄ от утечек и аварийных сбросов:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

		(9),
--	--	------

где:

– годовые выбросы СН₄ от утечек и аварийных сбросов на месторождении *i* для года *y*, тонн СО₂-эквивалент;

– количество образовавшегося ПНГ при разгазировании нефти на производственной площадке *i* со ступеней сепарации, стандартные метры кубические в году *y*, тонн;

– содержание СН₄ в составе ПНГ на месторождении *i* в году(% масс) *y*, тонн;

– коэффициент глобального потепления СН₄ согласно п.3 статьи 282 Кодекса.

В тех случаях, когда на установке внедрена и используется программа мониторинга по контролированию утечек от неорганизованных источниках выбросов ПГ посредством проведения инструментальных замеров, необходимо при расчете суммарных выбросов ПГ использовать результаты мониторинга и фактических измерений метана от утечек.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Журнал отчетов".

24. На установке в ходе осуществления промышленных процессов с нефтью происходят утечки и технологические (продувочные) выбросы ПНГ с объектов нефтедобычи в атмосферу. ПНГ и газлифтный газ, согласно данным об их компонентном составе, содержат 70 - 90 процентов CH_4 .

По известному объему выбросов ПНГ, выбросы CH_4 рассчитываются следующим образом:

Показатель:

Суммарные годовые выбросы CH_4 от технологических потерь ПНГ:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

		(10),
--	--	-------

где:

– суммарные годовые выбросы CH_4 от технологических потерь ПНГ, тонн CO_2 -эквивалент;

– суммарные технологические потери ПНГ на месторождении i в году u , стандартные метры кубические;

16 – молекулярная масса CH_4 , килограмм/килограмм моль;

22,4 – объем 1 моля газа при стандартных условиях, килограмм/моль;

– молекулярная доля CH_4 в газе, килограмм/моль;

– коэффициент глобального потепления CH_4 согласно пункта 3 статьи 282 Кодекса.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Журнал отчетов".

2 Принцип работы ЭРИ расписан в Методике расчетов выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов. ЭРИ будет размещен на сайте оператора системы торговли углеродными единицами

Глава 3. Сбор и хранение данных для мониторинга выбросов парниковых газов

25. На основании мониторинга, оператор установки разделяет источники выбросов парниковых газов по уровню выбросов. Различают источники, выбрасывающие значительное количество парниковых газов, и источники с которые в процессе работы выбрасывают малое количество парниковых газов. При этом, требования по сбору данных, контролю качества данных и отчетности для источников являются одинаковыми. Следовательно, для упрощения процесса мониторинга и отчетности учитывают уровни контроля данных. В таблице 1 приложения к настоящей Методике предлагаются рекомендованные уровни контроля данных, на основании которых, от каждого источника учитывается вклад при расчете выбросов парниковых газов.

26. С целью контроля количества использованного топлива в конце отчетного года количество топлива по каждому источнику выбросов сводится и отражается в отчете об инвентаризации выбросов парниковых газов. Требования к измерению, сбору, хранению и сведению всех первичных данных для расчета выбросов CO₂ указаны в таблице 2 приложения к настоящей Методике.

27. Операторы установки осуществляют способы расчета и периодичности измерений в соответствии с мониторингом выбросов. Данные по потребляемому топливу архивируются и хранятся у оператора установки.

28. Годовые выбросы CO₂ от системы удаления хвостовых газов рассчитываются по формуле:

	$E_{tail\ gas} = \sum TG \times MFCO_2 / 100,$	(11),
--	--	-------

где:

E tailgas – годовые выбросы CO₂ от системы удаления хвостовых газов, тонн CO₂-эквивалент;

TG – количество хвостовых газов, тонн;

MFCO₂ – массовая доля CO₂ в смеси, % масс.

Таблица 1

Рекомендованные уровни контроля данных, на основании которых источники могут быть исключены из рассмотрения при расчете выбросов парниковых газов

Категория установки (предприятия)	Допускаемая максимальная погрешность измерения данных о деятельности, проценты	Источники, которые могут быть исключены из мониторинга
А ($< 50\,000$ тонн CO ₂ -эквивалент/год)	7,5	Любые единичные источники выбросов от деятельности, валовой вклад которых в общие выбросы парниковых газов не превышает 7,5 процентов.
Б ($50\,000$ - $500\,000$ тонн CO ₂ -эквивалент/год)	5	Любые единичные источники выбросов от деятельности, валовой вклад которых в общие выбросы парниковых газов не превышает 5 процентов.
В ($> 500\,000$ тонн CO ₂ -эквивалент/год)	2,5	Любые единичные источники выбросов от деятельности, валовой вклад которых в общие выбросы парниковых газов не превышает 2,5 процентов.

Таблица 2

Данные, которые подлежат измерению, сбору, хранению и сведению на производственной площадке для мониторинга выбросов парниковых газов

№	Обозначение	Описание величины	Источник первичных данных	Размерность	Тип определяемого параметра: измеряемый / расчетный / оценочный	Рекомендованная минимальная регулярность определения и сведения	Способ хранения	Комментарий
		Потребление ПНГ на месторождении и на сжигание в	ОПЦИЯ 1: Расчет согласно измеряемому газовому фактору или газовому фактору по умолчанию			ОПЦИЯ 1: Сведение 1 раз в месяц в отдельной форме отчетности. ОПЦИЯ 2: Непрерывные измерения		

1		теплогенераторах предприятия (рассчитанное по газовому фактору)	ю (среднезвенному (газовому фактору) ОПЦИЯ 2: Прямые измерения на оборудовании, потребляющем ПНГ	стандартные метры кубические	Измеряемые / расчетный	на установке. Сведение за смену в журнале оператора. Сведение за 1 месяц в отдельной форме отчетности.	Бумажный и электронный	
2		Коэффициент выбросов CO2 при сжигании ПНГ на месторождении i	В соответствии с Методическими рекомендациями "Методика по расчету выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов"	тонн CO2/стандартные метры кубические газа	Расчетный	Не реже, чем 1 раз в год.	Бумажный и электронный	Коэффициент выбросов ПНГ на месторождении i может определяться с регулярностью 1 раз в год на основании результатов последнего доступного анализа компонентного состава. Применяется на отчетный год, даты проведения следующего анализа компонентного состава согласно расчетным данным в соответствии с индивидуальным

								утвержденными планами мониторинга для каждого нефтегазодобывающей установки
3		Потребление газообразного топлива типа j для месторождения i в году у	Показания расходомеров	стандартные метры кубический	измеряемый	Беспрерывно на технологической установке, сведение за 1 месяц в отдельной форме отчетности с возможностью просмотра за любой период и дублированием данных	Бумажный и электронный	Расход газа определяется с коррекцией по температуре и давлению для приведения у стандартным условиям.
4		Теплотворная способность газообразного топлива типа j в году у	Сертификаты качества на топливо или паспорта на качество топлива. Анализ качества газа внешней или внутренней испытательной лаборатории	мегаджоулы / стандартные метры кубический	измеряемый	1 раз в месяц	Бумажный и электронный	Резервный вариант: Значения МГЭИК 2006 по умолчанию, либо определение по известному компонентному составу.
			В соответствии с			В соответствии с		

5		Коэффициент выбросов газообразного топлива в году	Методическими рекомендациями "Методика по расчету выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов"	тонн CO ₂ /стандартные метры кубические газа	расчетный	Методическими рекомендациями "Методика по расчету выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов"	Бумажный и электронный	
6		Количество ПНГ, идущего на УПГ	Измерения расходов перед УПГ	стандартные метры кубические	Измеряемый	Беспрерывно, сведения за 1 месяц	Бумажный и электронный	
7		Количество извлеченных ресурсов нефти по объектам/горизонтам	Состояние разработки и нефтяных месторождений по горизонтам на начало отчетного периода мониторинга	тонн	измеряемый	Беспрерывно, сведения за 1 месяц	Бумажный и электронный	
			По умолчанию принимаются значения газовых факторов по горизонтам, в которых осуществляется извлечение нефти со скважины месторождения из последнего утвержденного проектног			И . Непрерывно,		Расчет средневзвешенного значения газового фактора производится службой геологии цеха добычи нефти в

8		Средневзвешенный газовый фактор для месторождения и скважины п.	о документа, регламентирующего разработку данного месторождения. Также могут применяться результаты прямых измерений количества извлеченного ПНГ (I: прямые измерения на групповой замерной установке – первичные измерения II: прямые измерения установки мобильной замерной – первичные измерения. Также может быть проведен расчет по формуле	стандартные метры кубически е газа/тонн нефти	измеряем ый / оценочный	сведение данных 1 раз в месяц. II. Ежегодно или по заказу цеха, сведения данных 1 раз в год. III. На период эксплуатации и скважины, уточняется заказу отдела геологии.	Бумажный и электронный	форме "Отчет об извлечении и попутного нефтяного газа" В случае отсутствия, присваиваются значения согласно расчетным данным в соответствии с утвержденными планами мониторинга индивидуально для каждого нефтегазодобывающей установки
9		Газосодержание продукции нефтяных скважин по объектам/горизонтам	Согласно ежегодных данных о состоянии разработки и нефтяных месторождений по горизонтам	стандартные метры кубически е/тонна	измеряем ый	Сведение 1 раз в год	Бумажный и электронный	

10		Компонентный состав ПНГ для месторождения (производственной площадки) i.	Измерения лабораторией (внешней или внутренней) исследования нефти, газа и воды	проценты	измеряемый	В соответствии с Методическими рекомендациями "Методика по расчету выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов"	Бумажный и электронный	
11		Компонентный состав производного газообразного топлива типа j, отличного от ПНГ для месторождения i.	Измерения лабораторией (внешней или внутренней). Могут применяться данные сертификатов качества, если нестандартное топливо поставляется третьей стороной	проценты	измеряемый	В соответствии с Методическими рекомендациями "Методика по расчету выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов"	Бумажный и электронный	
12		Суммарное годовое потребление жидкого топлива типа r на месторождении i	ОПЦИЯ 1: Первичные измерения расходами топлива. ОПЦИЯ 2: Балансовый метод на основе доступных данных из утвержденных форм отчетности и установки	тонн	измеряемый / оценочный	ОПЦИЯ 1: Беспрерывное, сведение за 1 год ОПЦИЯ 2: 1 раз в месяц, сведение за 1 год	Электронный	Как правило, попадают под категорию deminimis и ввиду незначительности не учитываются при расчете выбросов

			о расходе жидкого топлива на сжигание.					парниковых газов.
13		Теплотворная способность потребленного теплогенераторами жидкого топлива типа р в году у	калориметрические измерения в лаборатории	мегаджоулы / килограмм	измеряемый / Оценочный	Для стандартного топлива – перепроверка данных 1 раз в год. Для нестандартного – регулярно с т ь определяе т с я согласно разделу " Методы контроля качества на ТЭС" " Методика по расчету выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов".	Электронный	Как правило, попадают под категорию de minimis и ввиду незначительности не учитываются при расчете выбросов парниковых газов.
14		Коэффициент выбросов жидкого топлива типа р в году у.	измерения содержания углерода в топливе	тонн CO2/терраджоулы	измеряемый / оценочный	1 раз в год	Электронный	Как правило, попадают под категорию de minimis и ввиду незначительности не учитываются при расчете выбросов парниковых газов.
			Данные документов первичной отчетности					

15		Потреблен и и е жидкого топлива р п р и нерутинно м сжигании н а производс твенной площадке і , в году у	и установки, например, метариаь н ы х балансов топлива (" Материаль ный отчет по цеху добычи нефти и газа (движение дизтоплив а)"	литры	оценочны й	1 раз в год	Бумажный и электронн ый	
16		Теплотвор н а я способнос т ь жидкого топлива р в году у п р и нерутинно м сжигании. Е сли используе тся тот же т и п топлива, что и в теплогене раторах, может быть эквивален т н а параметру	Консерват ивные данные по умолчани ю для соответств ующего т и п а топлива	мегаджоул и / килограмм	оценочны й	1 раз в год	Бумажный и электронн ый	
17		Коэффици е н т выбросов жидкого топлива р в году у. Е сли используе тся тот же т и п топлива, что и в	Консерват ивные данные по умолчани ю для	тонн CO2/ мега	оценочны й	1 раз в год	Бумажный и	

		теплогенераторах, может быть эквивалентна параметру	соответствующего типа топлива	джоули			электронный	
18		Плотность жидкого топлива	Паспорта на жидкое топливо	килограмм /метры кубические	оценочный	1 раз в год	Бумажный и электронный	
19		Количество потребленного газа типа j (включая ПНГ, газлифтные газы) с месторождения i на привод установки Н	При наличии приборов учета – прямые измерения. Как правило, приборы отсутствуют, в этом случае – нормативные паспортные показатели расхода установки Н (тонна/час)	стандартные метры кубические	оценочный	1 раз в год	Бумажный и электронный	
20		Потребление дизельного топлива автотранспортом в году	Данные из документов материальной и/или балансовой отчетности	тонн	измеряемый	1 раз в год	Бумажный и электронный	
21		Теплотворная способность	Данные по умолчанию для стандартного топлива или эквивалентные	мегаджоулы / килограмм	оценочный	1 раз в год		

		дизельного топлива в году у	национальные данные				Электронный	
22		Коэффициент выбросов дизельного топлива в году у	Данные по умолчанию для стандартного топлива или эквивалентные национальные данные	тонн CO2/мегаджоули	оценочный	1 раз в год	Электронный	
23		Количество добываемой продукции нефтяных скважин на производственной площадке i для года у	Данные измерений расходов нефти	тонн	измеряемый	Беспрерывно на установке, сведение за 1 месяц в отчетность и установки.	Бумажный и электронный	
24		Объемное содержание CH4 в ПНГ для месторождения (производственной площадки) i в году у	Измерения лабораторной (внешней или внутренней).	проценты	измеряемый	Определяется согласно разделу "Методы контроля качества на ТЭС" "Методика по расчету выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов".	Бумажный и электронный	
25		Плотность ПНГ для месторождения (производственной	Измерения лабораторной (внешней или	килограмм / киломоль / стандартные метры кубически	измеряемый	Определяется согласно разделу "Методы контроля качества на ТЭС" "Методика по расчету	Бумажный и	

		площадки) в году у.	внутренней)	е / киломоль		выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов".	электронный	
26		Коэффициент глобального потепления CH4	Определяется согласно п.3 статьи 282 Кодекса	тонн CO2/тонн CH4	оценочный	1 раз в год	Электронный	
27		Суммарный газовый фактор на ступенях сепарации (не последней ступени сепарации) с на производственной площадке i	Данные прямых измерений газа при закрытых предохранительных клапанах технологических установок, приведены к нормальным условиям по технологическим установкам производственных площадок	стандартные метры кубические ПНГ/тонн добытых ресурсов нефти	измеряемый	1 раз в месяц в течение двух часов	Бумажный и электронный	Является суммой значений газового фактора каждой ступени сепарации на производственной площадке i
28		Количество извлеченных ресурсов нефти на производственной площадке i	Измерения групповой замерной установки	тонн	измеряемый	Беспрерывно на установке, сведения за 1 месяц	Бумажный и электронный	Является суммой значений количества извлеченных ресурсов нефти со всех эксплуатируемых скважин, расположенных на

								производственной площадке
29		Обводненность продукции нефтяных скважин на производственной площадке в году у	Согласно с данными последнего утвержденного проектного документа, регламентирующего разработку данного месторождения	проценты	измеряемый	1 раз в месяц	Бумажный и электронный	
30		Минимальная температура продукции нефтяных скважин на выходе из печей нагрева,	Данные из технологических регламентов работы печей	градусы	оценочный	1 раз в месяц	Бумажный и электронный	
31		Максимальная температура продукции нефтяных скважин на входе в печи нагрева	Данные из технологических регламентов работы печей	градусы	оценочный	1 раз в месяц	Бумажный и электронный	
32		Температура предтоварной нефти на выходе из печей нагрева	Данные из технологических регламентов работы печей	градусы	оценочный	1 раз в месяц	Бумажный и электронный	
33		Температура предтоварной нефти на входе в печи нагрева	Данные из технологических регламентов работы печей	градусы	оценочный	1 раз в месяц	Бумажный и электронный	

34		Температура пластовой воды на выходе из печей нагрева	Данные из технологических регламентов работы печей	градусы	оценочный	1 раз в год	Бумажный и электронный	
35		Температура пластовой воды на ходе в печи нагрева	Данные из технологических регламентов работы печей	градусы	оценочный	1 раз в год	Бумажный и электронный	
36		К П Д работы печей	Данные из технологических регламентов работы печей	проценты	оценочный	1 раз в месяц	Бумажный и электронный	
37		Количество пластовой воды, идущей на нагрев в зимнее время на производственной площадке	1. Данные расходомеров (m). 2. В случае отсутствия расходомеров рассчитывается, исходя из суточного расхода нефти, взятого из технологических режимов работы скважин и времени работы печи (печей) нагрева пластовой воды (e)	тонн	оценочный / измеряемый	1 раз в год	Бумажный и электронный	
		Среднесуточный дебит	Данные из " Технологических режимов работы					

38		воды на производственной площадке	фонда электроинструментовых и механизированных скважин по месторождениям"	тонн/сутки	оценочный	1 раз в месяц	Бумажный и электронный	
39		Количество часов работы печи (печей) нагрева пластовой воды на производственной площадке	Журналы оператора в технологических установках	сутки	измеряемый	1 раз в месяц	Бумажный и электронный	
40		Потребление ПНГ котельной (котлом) на производственной площадке	Показания газовых счетчиков	стандартные метры кубические	измеряемый	Беспрерывно на установке, сведения за 1 месяц	Бумажный и электронный	
41		Теплотворная способность ПНГ	Данные измерений или расчет по известному компонентному составу	мегаджоулы / килограммы (мегаджоулы/тонн)	измеряемый / расчетный	По заказу цеха, сведения данных 1 раз в год	Бумажный и электронный	
42		Технологические нормативные потери ПНГ	Данные руководящих документов в установке	стандартные метры кубические	оценочный	1 раз в начале мониторинга	Бумажный и электронный	
43		Количество ПНГ, идущего на УПГ	Данные измерений расходов	стандартные метры кубические	измеряемый	Беспрерывно, сведения за 1 месяц	Бумажный и электронный	
			Опция 1: В случае наличия измерительного					

44		Количество ПНГ, утилизируемого на производственной площадке в году у	оборудования – данные расходов газа Опция 2: В случае отсутствия измерительного оборудования, расчет по балансу газа	стандартные метры кубические	оценочный / измеренный	Опция 1: Беспрерывно, сведение за 1 месяц Опция 2: 1 раз в год	Бумажный и электронный	
45	OF	Коэффициент окисления	Величина по умолчанию OF–1 для сжигания ПНГ в теплогенераторах; OF–0,995 для сжигания на факеле (уточнение по паспортным данным факела)	-	оценочный	1 раз в начале мониторинга	Электронный	
46	n	Количество нефтегазодобывающих скважин, находящихся в эксплуатации в отчетный период (в году у)	Нормативные документы, например Проект разработки и нефтяного месторождения	-	оценочный	Непрерывно, сведение 1 раз за период отчетности (за 1 год)	Электронный и бумажный	Количество нефтяных скважин подлежит непрерывному мониторингу, так как может изменяться как на протяжении и отчетного периода, так и от одного отчетного

								периода к другому (из года в год).
--	--	--	--	--	--	--	--	--

Приложение 4
к приказу Министра
экологии, геологии и
природных ресурсов
Республики Казахстан
от 13 сентября 2021 года № 371

Методика расчетов выбросов парниковых газов от установок по интегрированному производству чугуна, стали и агломератов

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика расчетов выбросов парниковых газов от установок по интегрированному производству чугуна и стали на интегрированном предприятии (далее – Методика) разработана в соответствии с пунктом 3 статьи 294 Экологического кодекса Республики Казахстан (далее – Кодекс) и предназначена для расчетов выбросов двуокиси углерода (далее – CO₂) и метана (далее - CH₄) от установок по производству чугуна, стали и агломератов на интегрированном металлургическом предприятии.

2. В настоящей Методике используются следующие определения:

1) агломерат – сплывшаяся в куски мелкая руда с незначительным содержанием мелочи;

2) доменный газ – газ, образующийся во время выплавки чугуна в доменных печах и представляющий собой продукт неполного сгорания углерода;

3) скрап – металл, металлический лом и металлические отходы производства, предназначенные для переплавки с целью получения годного металла;

4) кальцинирование - превращение металлов в окислы посредством их прокаливания при доступе воздуха для удаления из них летучих веществ;

5) конверторный газ - смесь отходящих углеродсодержащих газов, получаемых при переработке чугуна в сталь в кислородно-конвертерном процессе;

6) оператор установки – физическое или юридическое лицо, в собственности или ином законном пользовании которого находится установка;

7) флюсовый материал – продукт неорганического происхождения, который добавляют к руде при выплавке из нечистых металлов, в целях понижения температуры плавления и более легкого отделения металла от пустой породы;

8) электродуговая печь (далее – ЭДП) – прибор, в котором плавление металла происходит за счет тепла, выделяемого электрической дугой.

3. Иные термины и определения, используемые в настоящей Методике, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

Глава 2. Расчет выбросов CO₂ от установок по интегрированному производству чугуна, стали и агломератов на интегрированном металлургическом предприятии

4. При производстве чугуна и стали выделяют следующие основные процессы:

- 1) производство кокса;
- 2) производство агломерата;
- 3) производство чугуна;
- 4) производство стали;
- 5) использование флюса (известняка и доломита)

5. Выбросы парниковых газов рассчитываются по каждому процессу. Для расчета выброса CO₂ оператор установки использует следующие данные:

- 1) расход топлива по фактическим данным установки за отчетный период;
- 2) содержание углерода на рабочую массу сжигаемого топлива по результатам анализа.

Оператор установки использует данные о содержании углерода в топливе, предоставленные поставщиком топлива, либо осуществляет анализ содержания углерода на рабочую массу топлива в собственной производственной лаборатории или в независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия в соответствии с пунктом 8 статьи 186 Кодекса.

В случае наличия единиц измерения, отличных от тонны, оператор установки переводит данные единицы измерения в тонны для согласования размерностей.

6. Выбросы CO₂ от производства кокса обусловлены сжиганием горючих газовых смесей в коксовых печах.

Показатель:

Выбросы CO₂ от производства кокса:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$ECO_{2, coke} = [CC \times CCC + Sa (P_{Ma, coke} \times Ca, coke) + BFG_{input} \times CBFG - CO \times CCO - COG_{out} \times COGCOG - SbCOBb \times Cb - R_{coke} \times CR_{, coke}] \times 44 / 12,$	(1),
--	------

где:

$ECO_{2, coke}$ – выбросы CO₂ от производства кокса, тонн CO₂;

СС – количество коксующего угля поданного на коксование, тонн;

ССС – содержание углерода в коксующем угле, доли единиц;

РМа,соке – количество другого технологического материала "а", потребленного для производства кокса и учтенного отдельно, тонн;

Са,соке – содержание углерода в технологическом материале типа "а", доли единиц;

BFGinput – количество доменного газа, израсходованного в коксовых печах, тонн;

CBFG – содержание углерода в доменном газе, доли единиц;

СО – количество произведенного кокса, тонн;

ССО – содержание углерода в коксе, доли единиц;

COGout – количество газа из коксовых печей, транспортированного с места производства, тонн;

COGCOG – содержание углерода в коксовом газе, доли единиц;

COBb – количество побочного продукта "b" коксовой печи, перемещенного с места производства на другую установку, тонн;

Сb – содержание углерода в побочном продукте типа "b", доли единиц;

Рсоке – количество шлака и пыли, улавливаемого газоочистными установками коксового производства, тонн;

CR,соке – содержание углерода в шлаке и пыли коксового производства, доли единиц.

Выбросы CO₂ от производства агломерата образуются при спекании рудного концентрата с коксом.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Журнал отчетов".

7. Показатель:

Выбросы CO₂ от производства агломерата:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$ECO_2, \text{ sinter} = [FE \times CFE + CBR \times CCB R + COGsinter \text{ input} \times CCOG + BFGsinter \text{ input} \times Cinter BFG + Sa (PMsinter a \times Csinter a) - SOGout \times CSOG] \times 44/12,$	(2),
--	------

где:

ECO₂, sinter – выбросы CO₂ при производстве агломерата, тонн CO₂;

FE – количество сырья для производства агломерата (руда), тонн;
 CFE – содержание углерода в руде, доли единиц;
 CBR – количество закупленной и произведенной на месте коксовой мелочи для производства агломерата, тонн;
 CCBR – содержание углерода в коксовой мелочи, доли единиц;
 COGsinter input – количество газа из коксовых печей, потребленного при производстве агломерата, тонн;
 CCOG – содержание углерода в коксовом газе, доли единиц;
 BFGsinter input – количество доменного газа, израсходованного для производства агломерата, тонн;
 Cinter BFG – содержание углерода в доменном газе, доли единиц;
 PMsinter a – количество другого технологического материала "а", израсходованного для производства агломерата и перечисленных в виде отдельных компонентов, тонн;
 Csinter a – содержание углерода в технологическом материале типа "а", доли единиц;
 SOGout – количество отходящего газа от производства агломерата, транспортированного на другую установку, тонн;
 CSOG – содержание углерода в отходящем газе от производства агломерата, доли единиц.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Журнал отчетов".

8. Углеродсодержащие материалы при нагревании в печи при производстве агломерата выделяют летучие вещества, в том числе и метан (CH₄).

Показатель:

Выбросы CH₄ от производства агломерата:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

	$ECH_4, \text{ sinter} = S \times Ex, \text{ sinter}$	(3),
--	---	------

где:

$ECH_4, \text{ sinter}$ – выбросы CH₄ от производства агломерата, тонн CH₄;

S - количество произведенного агломерата, тонн

$Ex, \text{ sinter}$ – коэффициент выброса, кг CH₄ / тонну произведенного агломерата.

При расчете выбросов CH₄ в эквиваленте тонны CO₂ используются потенциалы глобального потепления в соответствии с пунктом 3 статьи 282 Кодекса.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Журнал отчетов".

9. Самые большие выбросы CO₂ в металлургической промышленности образуются при производстве чугуна. В случае учета углерода при потреблении топлива в секторе энергетики, углерод от потребления кокса или других восстановителей не учитывается. За исключением небольшого количества углерода, удерживаемого в передельном чугуне, весь углерод в коксе и флюсах выбрасывается в качестве продукта сгорания и кальцинирования.

Показатель:

Выбросы CO₂ при производстве чугуна:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$ECO_2, BF = [(ORE \times CORE) + S(CARBF \times CCAR, BF) + S(FLBF \times CFL, BF) + S(OT \times COT) - (IOUT \times CI, out) - (NM \times CNM) - (BFGout \times CBFG, out) - (RBF \times CR, BF)] \times 44/12,$	(4),
--	------

где:

ECO₂, BF – выбросы CO₂ от производства чугуна, тонн CO₂;

ORE – количество поданной руды (руда, окатыши, агломерат), тонн;

CORE – содержание углерода в руде, доли единиц;

CARBF – количество углеродосодержащих технологических материалов, поданных в доменную печь, тонн;

CCAR, BF – содержание углерода в углеродосодержащих технологических материалах, согласно таблице 1 приложения к настоящей Методике, доли единиц ;

FLBF – количество флюсовых материалов, загружаемых в доменную печь, тонн;

CFL, BF – содержание углерода во флюсовых материалах, согласно таблице 1 приложения к настоящей Методике, доли единиц;

OT – количество других материалов, загружаемых в печь, тонн;

COT – содержание углерода в других материалах, доли единиц;

IOUT – количество выплавленного чугуна, тонн;

CI,out – содержание углерода в произведенном чугуна, согласно таблице 1 приложения к настоящей Методике, доли единиц;

NM – количество произведенного неметаллического продукта, тонн;

CNM – содержание углерода в произведенном неметаллическом продукте, доли единиц;

BFGout – количество произведенного доменного газа и удаленного из рабочей зоны, тонн;

CBFG,out – содержание углерода в произведенном доменном газе, доли единиц;

RBF – количество шлака и пыли, улавливаемого газоочистными установками доменного цеха, тонн;

CR,BF – содержание углерода в шлаке и пыли доменного цеха, доли единиц.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Журнал отчетов".

10. Показатель:

Выбросы CO₂ от производства стали кислородно–конверторным:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$ECO_2, BDF = [(IBDF_{input} \times CBDF_{input}) + (SCBDF \times CSC, BDF) + (FLBDF \times CFL, BDF) + (CARBDF \times CCAR, BDF) - (STBDF \times CST, BDF) - (SLBDF \times CSL, BDF) - (BOG_{out} \times CBDG, out) - (RBDF \times CR, BDF)] \times 44/12,$	(5),
--	------

где:

ECO₂,BDF – выбросы CO₂ от производства стали в кислородном конвертере, тонн CO₂;

IBDF input – количество чугуна, загруженного в конверторную печь, тонн;

CBDF input – содержание углерода в чугуна, загруженного в конверторную печь, доли единиц;

SCBDF – количество железного скрапа, загруженного в конвертер, тонн;

CSC,BDF – содержание углерода в скрапе, загруженного в кислородный конвертер, доли единиц;

FLBDF – количество флюсовых материалов, загруженных в кислородный конвертер, тонн;

CFL,BDF – содержание углерода во флюсовых материалах кислородного конвертера, согласно таблице 1 приложения к настоящей Методике, доли единиц ;

CARBDF – количество углеродосодержащих технологических материалов, загруженных в конверторную печь, тонн;

CCAR,BDF – содержание углерода в углеродосодержащих технологических материалах конверторной печи, согласно таблице 1 приложения к настоящей Методике, доли единиц;

STBDF – количество выплавленной стали конверторным способом, тонн;

CST,BDF – содержание углерода в выплавленной конверторной стали, согласно таблице 1 приложения к настоящей Методике, доли единиц;

SLBDF – количество полученного шлака в конверторной печи, тонн;

CSL,BDF – содержание углерода в шлаке конверторной печи, доли единиц;

BOGou – количество полученного конверторного газа, удаленного из печи и направленного на другие переделы, тонн;

CBDG,out – содержание углерода в конверторном газе, доли единиц;

RBDF – количество шлака и пыли, улавливаемого газоочистными установками конверторного цеха, тонн;

CR,BDF – содержание углерода в шлаке и пыли конверторного цеха, доли единиц.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Журнал отчетов".

11. Показатель:

Выбросы CO₂ от производства стали электродуговым способом:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$ECO_2, EAF = [(IEAF_{input} \times CEAF_{input}) + (SCEAF \times CSC, EAF) + (FLEAF \times CFL, EAF) + (ELEAF \times CEL, EAF) + (CAREAF \times CCAR, EAF) - (STEAF \times CST, EAF) - (SLEAF \times CSL, EAF) - (REAF \times CR, EAF)] \times 44/12,$	(6),
---	------

где:

ECO₂, EAF – выбросы CO₂ от производства стали в ЭДП, тонн CO₂;

IEAF input – количество чугуна, загруженного в ЭДП, тонн;

CEAF input – содержание углерода в чугуна, загруженного в ЭДП, доли единиц;

SCEAF – количество железного скрапа, загруженного в ЭДП, тонн;

CSC,EAF – содержание углерода в скрапе, загруженного в ЭДП, доли единиц;

FLEAF – количество флюсовых материалов, загруженных в ЭДП, тонн;

CFL,EAF – содержание углерода во флюсовых материалах ЭДП, согласно таблице 1 приложения к настоящей Методике, доли единиц;

ELEAF – количество используемых электродов ЭДП, тонн;

CEL,EAF – содержание углерода в электродах ЭДП, доли единиц;

CAREAF – количество углеродосодержащих технологических материалов, загруженных в ЭДП, тонн;

CCAR, EAF – содержание углерода в углеродосодержащих технологических материалах ЭДП, согласно таблице 1 приложения к настоящей Методике, доли единиц;

STEAF – количество выплавленной стали в ЭДП, тонн;

CST,EAF – содержание углерода в выплавленной в ЭДП стали, доли единиц;

SLEAF – количество полученного шлака ЭДП, тонн;

CSL,EAF – содержание углерода в шлаке ЭДП, доли единиц;

REAF – количество шлака и пыли, улавливаемого газоочистными установками электродугового производства, тонн;

CR,EAF – содержание углерода в шлаке и пыли электродугового производства, доли единиц.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Журнал отчетов".

12. Показатель:

Выбросы CO₂ от использования известняка и доломита (далее - флюса), от технологических выбросов при окислении углерода в химических реакциях углеродсодержащих материалов:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

	$E_m = T \times F1,$	(7),
--	----------------------	------

где:

E_m – годовой выброс CO₂ от применения флюса, тонн CO₂;

T – расход флюса за год, тонн;

F1 – коэффициент выбросов CO₂ для флюса, тонн CO₂/терраджоуль.

В случае наличия данных о чистоте фракции карбоната кальция в сырье – f, то оператор установки вносит следующую поправку в коэффициент:

для известняка – $0,44 \times f$;

для доломита – $0,447 \times f$;

для известковой пыли – $1,02 \times f$.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Журнал отчетов".

Глава 3. Сбор и хранение данных для мониторинга выбросов парниковых газов

13. На основании мониторинга, оператор установки разделяет источники выбросов парниковых газов по уровню выбросов. Различают источники, выбрасывающие значительное количество парниковых газов, и источники, которые в процессе работы выбрасывают малое количество парниковых газов. При этом, требования по сбору данных, контролю качества данных и отчетности для источников являются одинаковыми. Для упрощения процесса мониторинга и отчетности учитывают уровни контроля данных. В таблице 2 приложения к настоящей Методике предлагаются рекомендованные уровни контроля данных, на основании которых, от каждого источника учитывается вклад при расчете выбросов парниковых газов.

14. С целью контроля количества использованного топлива в конце отчетного года количество топлива по каждому источнику выбросов сводится и отражается в отчете об инвентаризации выбросов парниковых газов.

15. Операторы установки осуществляют способы расчета и периодичности измерений в соответствии с мониторингом выбросов. Данные по потребляемому топливу архивируются и хранятся у оператора установки.

Приложение
к Методике расчетов выбросов
парниковых газов от установок
по интегрированному
производству чугуна и стали

Таблица 1

Содержание углерода в углеродосодержащих технологических материалах

Технологические материалы	Углеродное содержание, тонн углерода/тонн
Коксовый шлам	0,2239
Колошниковая пыль	0,204

Смола каменноугольная	0,91
Бензол	0,92
Нафталин	0,94
Известняк	0,12
Доломит	0,13
Чугун	0,04
Чугунный лом	0,04
Сталь	0,01
Железный лом	0,01

Таблица 2

Рекомендованные уровни контроля данных, на основании которых источники исключаются из рассмотрения при расчете выбросов парниковых газов и постановке Плана мониторинга

Категория установки	Допускаемая максимальная погрешность измерения данных о деятельности, проценты	Источники, которые могут быть исключены из мониторинга
А (<50 000 тонн CO ₂ –эквивалент/год)	7,5	Любые единичные источники выбросов от деятельности, валовой вклад которых в общие выбросы парниковых газов не превышает 7,5 %.
Б (50 000 - 500 000 тонн CO ₂ – эквивалент/год)	5	Любые единичные источники выбросов от деятельности, валовой вклад которых в общие выбросы парниковых газов не превышает 5 %.
В (> 500 000 тонн CO ₂ –эквивалент/год)	2,5	Любые единичные источники выбросов от деятельности, валовой вклад которых в общие выбросы парниковых газов не превышает 2,5 %.

Приложение 5
к приказу Министра
экологии, геологии и
природных ресурсов
Республики Казахстан
от 13 сентября 2021 года № 371

Методика расчетов выбросов парниковых газов от установок по производству цемента

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика расчетов выбросов парниковых газов от установок по производству цемента (далее – Методика) разработана в соответствии с пунктом

3 статьи 294 Экологического кодекса Республики Казахстан (далее – Кодекс) и предназначена для расчетов выбросов парниковых газов от установок по производству цемента.

2. В настоящей Методике используются следующие термины и определения:

1) клинкер – продукт, образующийся при производстве цемента и содержащий в основном силикаты и/или алюминаты кальция;

2) декарбонизация – освобождение от углерода в процессе производства железа и стали;

3) оператор установки – физическое или юридическое лицо, в собственности или ином законном пользовании которого находится установка;

4) минеральные добавки – неорганические природные и искусственные материалы, обладающие гидравлическими и свойствами, используемые для улучшения характеристик цемента;

5) титрование – процесс определения массы или количества исследуемого вещества;

6) сырьевые материалы – материалы, предназначенные для дальнейшей обработки на производстве.

Иные термины и определения, используемые в настоящей Методике, применяются в соответствии с экологическим законодательством Республики Казахстан.

3. Для целей расчета выбросов парниковых газов берутся суммарные, средние и средневзвешенные значения параметров.

Глава 2. Расчеты выбросов CO₂ от установок по производству цемента

4. Для полной оценки выбросов CO₂ от процессов декарбонизации и окисления сырьевых материалов в печи, оператор установки определяет следующие выбросы:

1) выбросы CO₂ от декарбонизации сырья в печи;

2) выбросы CO₂ от декарбонизации сырья в составе цементной пыли из отбора, которая не возвращается в печь;

3) выбросы CO₂ от декарбонизации сырья в составе цементной пыли из фильтров и потерянной пыли, которая не возвращается в печь;

4) выбросы CO₂ от окисления органического углерода в составе сырья в печи

5. При расчете выбросов CO₂, все количества клинкера, сырья, а также доли содержания веществ берутся для сухого вещества.

6. При наличии на установке нескольких технологических линий, работающих в разных режимах, выпускающих различные типы клинкера и работающих на разном сырье, оператор установки расчеты выбросов CO₂ ведет

отдельно от каждой группы и по каждой технологической линии источников. Полученные значения выбросов CO₂ суммируются.

7. Показатель:

Выбросы CO₂ от декарбонизации сырья в печи:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

	$E_{calcin, RM, y} = CLN K_y \times EF_{cli, y},$	(1),
--	---	------

где:

$E_{calcin, RM, y}$ – выбросы CO₂ от декарбонизации сырья в печи для производства клинкера в период "y", тонн CO₂-эквивалент;

$CLN K_y$ – количество произведенного клинкера в период "y", тонн;

$EF_{cli, y}$ – коэффициент выбросов CO₂ от кальцинации для производства клинкера в период "y", тонн CO₂-эквивалент.

В случаях, если единицей измерения является тонна, округление производится до трех цифр после запятой.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Журнал отчетов".

8. Показатель:

Количество произведенного клинкера:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

	$CLN K_y = CEM_y - MIC_y + CLN K_{stken, y} - CLN K_{srkbgn, y} - CLN K_{purchased, y} + CLN K_{sold, y},$	(2),
--	--	------

где:

$CLN K_y$ – количество клинкера за период "y", тонн;

CEM_y – количество цемента, произведенного за период "y", тонн;

MIC_y – количество минеральных добавок, использованных для производства цемента в период "y", тонн;

$CLN K_{stken, y}$ – количество запасов клинкера в хранилищах в конце периода "y", тонн;

CLNKsrkbg_{n,y} – количество запасов клинкера в хранилищах в начале периода "y", тонн;

CLNKpurchased_y – количество закупленного клинкера в периоде "y", тонн;

CLNKsold_y – количество проданного на сторону клинкера в периоде "y", тонн

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Журнал отчетов".

9. При расчете количества минеральных добавок, использованных для производства цемента, оператор установки берет данные о минеральных добавках, поставленных на установку в начале и конце года.

Показатель:

Количество минеральных добавок, использованных для производства цемента:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

	$MIC_y = PRMIC_y - MIC_{stkend,y} + MIC_{stkbgn,y},$	(3),
--	--	------

где:

MIC_y – количество минеральных добавок, использованных для производства цемента в период "y", тонн;

$PRMIC_y$ – количество минеральных добавок для производства цемента поставленных в периоде "y", тонн;

$MIC_{stkend,y}$ – количество запасов минеральных добавок для производства цемента в конце периода "y", тонн;

$MIC_{stkbgn,y}$ – количество запасов минеральных добавок для производства цемента в начале периода "y", тонн.

Соответствующие значения в формуле, установленной в пункте 9 настоящей Методики, представляют собой суммарные количества всех типов используемых минеральных добавок.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Журнал отчетов".

10. При расчете количества цемента, произведенного за период, оператор установки использует данные о продаже цемента в начале и конце года.

Показатель:

Количество цемента:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

	$CEMy = SLSy - CEMstkend,y + CEMstkbgn,y,$	(4),
--	--	------

где:

CEMy – количество цемента, произведенного за период "у", тонн;

SLSy – количество отпущенного потребителям цемента в периоде "у", тонн;

CEMstkend,y – количество запасов цемента в конце периода "у", тонн;

CEMstkbgn,y – количество запасов цемента в начале периода "у", тонн.

В случае внутреннего перемещения цемента, оператор установки учитывает и отражает количество цемента, отпущенного потребителям.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Журнал отчетов".

11. Для определения коэффициента выбросов CO₂ от кальцинации для производства клинкера, оператор установки берет данные о содержании оксидов кальция и магния в клинкере, полученные по результатам собственной производственной или независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, в соответствии с пунктом 8 статьи 186 Кодекса. Также при расчете, оператор установки учитывает поправку на некарбонатные источники оксидов кальция и магния в клинкере.

12. В случае использования золы и шлаков для производства клинкера, исходное сырье содержит некарбонатные источники оксидов магния и кальция либо при природном содержании некарбонатных оксидов кальция и магния в исходном сырье, в коэффициент выбросов CO₂ от кальцинации для производства клинкера вводится соответствующая поправка, рассчитываемая по формуле согласно пункту 16 настоящей Методики.

13. Также источниками некарбонатных оксидов кальция и магния в клинкере являются кальций и магний, поступающие в печь в виде силикатов. В таком случае также вводят поправку на некарбонатные источники оксидов магния и

кальция в коэффициент выбросов CO₂ от кальцинации для производства клинкера.

Показатель:

Коэффициент выбросов CO₂ от кальцинации для производства клинкера:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

		(5),
--	--	------

где:

$E_{cli,y}$ – коэффициент выбросов CO₂ от кальцинации для производства клинкера в период "y", тонн CO₂-эквивалент/тонн;

MW_{CO_2} – молярная масса CO₂, согласно таблице 1 приложения к настоящей Методике, грамм/моль;

MW_{CaO} – молярная масса оксида кальция, согласно таблице 1 приложения к настоящей Методике, грамм/моль;

MW_{MgO} – молярная масса оксида магния, согласно таблице 1 приложения к настоящей Методике, грамм/моль;

– доля содержания оксида кальция (средневзвешенная) в клинкере в периоде "y", доли единиц;

– доля содержания оксида магния (средневзвешенная) в клинкере в периоде "y", доли единиц;

– поправка на некарбонатные оксиды кальция и магния в сырье в периоде "y", тонн CO₂-эквивалент;

– поправка на силикаты кальция и магния в сырье в периоде "y", тонн CO₂-эквивалент.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли

углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Журнал отчетов".

14. Показатель:

Поправка на некарбонатные оксиды кальция и магния в сырье:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– поправка на некарбонатные оксиды кальция и магния в сырье в периоде "у", тонн CO₂-эквивалент;

– количество сырья, использованного для производства клинкера в период "у", тонн;

– доля содержания некарбонатного оксида кальция (средневзвешенная) в сырье в периоде "у", доли единицы.

– доля содержания некарбонатного оксида магния (средневзвешенная) в сырье в периоде "у", доли единицы.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Журнал отчетов".

15. Показатель:

Поправка на силикаты кальция и магния в сырье:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– количество силикат-содержащего сырья, использованного для производства клинкера в период "у", тонн;

– доля содержания кальция (средневзвешенная) в силикат-содержащем сырье в периоде "у", доли единиц;

– доля содержания магния (средневзвешенная) в силикат-содержащем сырье в периоде "у", доли единиц;

– молярная масса кальция, равная 40,078 грамм/моль;

– молярная масса магния, равная 24,305 грамм/моль.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Журнал отчетов".

16. Оператор установки учитывает эквивалент выделения CO₂ через содержание оксида магния в клинкере с целью полного учета выбросов CO₂, в случае, если сырьевые материалы содержат значимые количества карбонатов, не являющихся кальцием и магнием.

При расчете коэффициента выбросов CO₂ от кальцинации для производства клинкера, соответствующее значение (без поправки на цементную пыль) составляет 0,5101 тонн CO₂-эквивалент.

17. На установках по производству цемента существуют два потока цементной пыли, которые образуются в ходе производственной деятельности.

Первый поток состоит из пыли отбора, состоящей из сбросов пыли из сырьевой муки с высокой степенью декарбонизации либо полностью декарбонизированной. Отбор данной пыли из печи производится для контроля подачи циркулирующих элементов (щелочей, серы, хлора), особенно в случае производства низко-щелочного клинкера.

18. Для правильного учета выбросов парниковых газов учитываются объемы пыли отбора, которые извлекаются и не возвращаются в систему печи.

19. Оператор установки для расчета выбросов парниковых газов применяет коэффициент выбросов CO₂ от кальцинации для производства клинкера, так как пыль отбора состоит из декарбонизированного сырья.

20. Показатель:

Выбросы CO₂ от декарбонизации сырья в составе цементной пыли из отбора, которая не возвращается в печь:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– выбросы CO₂ от декарбонизации сырья в составе цементной пыли из отбора в период "y", тонн CO₂-эквивалент;

– количество цементной пыли из отбора, которая не возвращается в печь в период "y", тонн;

– коэффициент выбросов CO₂ от кальцинации для производства клинкера в период "у", тонн CO₂-эквивалент.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Журнал отчетов".

21. Второй поток цементной пыли состоит из потерянной для системы пыли, которая образуется из сбросов пыли из системы пылегазоочистки печи и электрофильтров. Эта пыль кальцинирована частично, а при сухом способе производства не кальцинирована полностью. К этой категории относится также выброс цементной пыли из дымовой трубы установки, который получают на основе регулярных анализов содержания цементной пыли в дымовых газах после системы пылеулавливания.

Показатель:

Выбросы CO₂ от декарбонизации сырья цементной пыли из фильтров и потерянной пыли, которая не возвращается в печь:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– выбросы CO₂ от декарбонизации сырья в составе цементной пыли, которая не возвращается в печь в период "у", тонн CO₂-эквивалент;

– количество цементной пыли, которая не возвращается в печь в период у, тонн;

– коэффициент выбросов CO₂ от кальцинации потерянной цементной пыли в период "у", тонн CO₂-эквивалент.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Журнал отчетов".

22. Оператор установки рассчитывает среднюю степень кальцинации потерянной цементной пыли для правильного расчета коэффициента выбросов CO₂ от кальцинации потерянной цементной пыли.

Оператор установки определяет степень кальцинации потерянной цементной пыли путем анализа массовой доли карбонатного CO₂ в цементной пыли и в сырьевой муке, который проводится методом потери веса на прокаливании, титровании либо инфракрасного определения CO₂.

Показатель:

Коэффициент выбросов CO₂ от кальцинации потерянной цементной пыли:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– коэффициент выбросов CO₂ от кальцинации потерянной цементной пыли в период "у", тонн;

– коэффициент выбросов CO₂ от кальцинации для производства клинкера в период "у", тонн CO₂-эквивалент;

– степень кальцинации потерянной цементной пыли в период "у", доли единиц.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли

углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Журнал отчетов".

23. Показатель:

Степень кальцинации потерянной цементной пыли при известных характеристиках цементной пыли и сырьевой муки:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– степень кальцинации потерянной цементной пыли в период "у", доли единиц;

– массовая доля содержания карбонатного CO₂ в потерянной цементной пыли период "у", доли единиц;

– массовая доля содержания карбонатного CO₂ в сырьевой муке в период "у", доли единиц.

24. В случае отсутствия соответствующих анализов характеристик цементной пыли и сырьевой муки, оператор установки применяет значения для степени кальцинации потерянной цементной пыли, указанные в таблице 2 приложения к настоящей Методике.

25. Сырьевые материалы, используемые в цементном производстве, содержат незначительную долю органического углерода. В результате воздействия высоких температур в обжиговой печи углерод окисляется, приводя к выбросам CO₂. Доля этих выбросов в общем балансе выбросов установки незначительна и

редко превышает 1 процент. Но в некоторых случаях, например, при использовании золы и шлаков в качестве сырья, этот источник выбросов является значительным.

Показатель:

Выбросы CO₂ от окисления органического углерода в составе сырья в печи:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– выбросы CO₂ от окисления органического углерода в составе сырья в печи в период "у", тонн CO₂-эквивалент;

– количество сырья, использованного для производства клинкера в период "у", тонн;

– массовая общая доля содержания органического углерода в сырье в период "у", доли единиц;

– молярная масса CO₂, согласно таблице 1 приложения к настоящей Методике, грамм/моль;

– молярная масса углерода, согласно таблице 1 приложения к настоящей Методике, грамм/моль.

Оператор установки применяет значение по умолчанию для массовой общей доли содержания органического углерода в сырье равное 0,002, в случае отсутствия соответствующих анализов характеристик сырья.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Журнал отчетов".

Глава 3. Сбор и хранение данных для мониторинга выбросов парниковых газов

26. Уровни существенности применяются в процессе независимой верификации отчетов об инвентаризации парниковых газов. Представитель органа по валидации и верификации руководствуется заданным порогом 5 процентов для определения совокупности ошибок при неправильных результатах в отчете об инвентаризации парниковых газов.

27. С целью контроля количества использованного топлива в конце отчетного года количество топлива по каждому источнику выбросов сводится и отражается в отчете об инвентаризации выбросов парниковых газов.

28. Операторы установки осуществляют способы расчета и периодичности измерений в соответствии с мониторингом выбросов. Данные по потребляемому топливу архивируются и хранятся у оператора установки.

Приложение
к Методике расчетов выбросов
парниковых газов от установок
по производству цемента

Таблица 1

Молярная масса химических веществ

Наименование	Молярная масса, грамм/моль
Углерод	12,0107
Диоксид углерода	44,01
Оксид кальция	56,077
Оксид магния	40,304

Таблица 2

Значения по умолчанию для степени кальцинации потерянной цементной пыли

Способ производства	Степень кальцинации потерянной цементной пыли
Сухой способ	0
Мокрый и комбинированный способ	1

Методика расчетов выбросов парниковых газов от установок по производству алюминия

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика расчетов выбросов парниковых газов от установок по производству алюминия (далее – Методика) разработана в соответствии с пунктом 3 статьи 294 Экологического кодекса Республики Казахстан (далее – Кодекс) и предназначена для расчетов выбросов парниковых газов от установок по производству алюминия.

2. К парниковым газам, выделяющимся при производстве алюминия, относятся двуокись углерода (далее – CO_2), перфторуглероды (далее – ПФУ) – тетрафторметан (далее – CF_4) и гексафторэтан (далее – C_2F_6).

3. В настоящей Методике используются следующие термины и определения:

- 1) анод – электрод, имеющий положительный заряд;
- 2) анодный эффект – временное возрастание напряжения в результате образования газового изолирующего слоя вокруг анода;
- 3) оператор установки – физическое или юридическое лицо, в собственности или ином законном пользовании которого находится установка.
- 4) электролизер – аппарат для осуществления электрохимических процессов путем пропускания постоянного тока от внешнего источника.

4. Иные термины и определения, используемые в настоящей Методике, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

Глава 2. Расчеты выбросов парниковых газов от установок по производству алюминия

5. Основным источником выбросов CO_2 при производстве алюминия является потребление предварительно обожженных анодов.

6. Оператор установки рассчитывает выбросы CO_2 следующим образом:

Показатель:

Выбросы CO_2 от потребления предварительно обожженных анодов:

- 1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;
- 2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

	$ECO_2 = Pa \times Q \times (100 - Sa - \text{Золаа}) / 100 \times 44/12,$	(1)
--	--	-----

где:

ECO_2 – выбросы CO_2 от потребления предварительно обожженных анодов, тонн CO_2 ;

Pa – нетто–потребление предварительно обожженных анодов на тонну алюминия, согласно таблице 1 Приложения к настоящей Методике, тонн углерода/тонн алюминия;

Q – Общее производство алюминия, тонн;

Sa – содержание серы с предварительно обожженным анодом, согласно таблице 1 Приложения к настоящей Методике, вес. (%);

Золаа – содержание золы в обожженных анодах, согласно таблице 1 Приложения к настоящей Методике, вес. %;

44/12 – соотношение молекулярной массы CO_2 и углерода.

В случаях, если единицей измерения является тонна, округление производится до двух цифр после запятой.

7. Неопределенность коэффициентов выбросов CO_2 составляет менее ($\pm 5\%$).

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Журнал отчетов".

8. Показатель:

Выбросы CF_4 от производства алюминия:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

	$ECF_4 = (kCF_4 \times T \times Q) \times GWPCF_4$	(2)
--	--	-----

где:

ECF_4 – выбросы CF_4 от производства алюминия, килограмм CF_4 ;

kCF_4 – угловой коэффициент для CF_4 , согласно таблице 2 Приложения к настоящей Методике, (килограмм CF_4 /тонн алюминия)/ (минуты анодного эффекта/ванно–сутки);

T – минуты анодного эффекта на ванно–сутки, данные по средней продолжительности вспышек и частоте анодных эффектов при среднесуточной

производительности электролизера представлены в таблице 3 Приложения к настоящей Методике;

Q – Производство алюминия, тонны;

GWPCF4 – потенциал глобального потепления CF4, согласно п. 3 статьи 282 Кодекса.

В случаях, если единицей измерения является тонна, округление производится до трех цифр после запятой.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Журнал отчетов".

9. Показатель:

Выбросы C2F6 от производства алюминия:

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 января года следующего за отчетным периодом;

2) источники информации: исходные данные оператора установки в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

	$\frac{EC2F6}{GWPC2F6} = (kC2F6 \times T \times Q) \times$	(3)
--	--	-----

где:

EC2F6 – выбросы C2F6 от производства алюминия, килограмм C2F6;

kC2F6 – угловой коэффициент для C2F6, согласно таблице 2 Приложения к настоящей Методике, (килограмм C2F6/тонн алюминия)/(минуты анодного эффекта/ванно–сутки);

T – Минуты анодного эффекта на ванно–сутки, данные по средней продолжительности вспышек и частоте анодных эффектов при среднесуточной производительности электролизера представлены в таблице 3 Приложения к настоящей Методике;

Q – производство алюминия, тонны;

GWP C2F6 – потенциал глобального потепления C2F6, согласно пункта 3 статьи 282 Кодекса.

В случаях, если единицей измерения является тонна, округление производится до двух цифр после запятой.

4) место размещения выходной информации: показатель публикуется ежегодно на официальном интернет – ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами www.carbon.energo.gov.kz, раздел "Кадастр", подраздел "Журнал отчетов".

10. Неопределенность коэффициентов выбросов ПФУ составляет в пределах ($\pm 15\%$).

Приложение
к Методике расчетов
выбросов парниковых газов
при производстве алюминия

Таблица 1

Технологические параметры для электролизеров с предварительно обожженным анодом	Коэффициенты на основе данных Международного алюминиевого института	Коэффициенты, рекомендованные к использованию на предприятиях РК при использовании технологии электролиза на электролизерах с предварительно обожженными анодами, оснащенными высокоэффективной системами удаления газов, центральной загрузкой и точечным питанием глинозема		
		Нижний	Средний	Верхний
Нетто–потребление на тонну алюминия, тонн углерода/тонн алюминия	0,56	0,415	0,43	0,44
Содержание серы, %	2	0,6	1,8	3,0
Содержание золы, %	0,4	3,0	3,77	4,54

Таблица 2

Угловой коэффициент для CF₄ и C₂F₆

Т и п электролизера	Угловой коэффициент для CF ₄ , килограмм/тонн, (килограмм CF ₄ /тонн алюминия)/(минуты анодного эффекта/ванно–сутки)				Угловой коэффициент для C ₂ F ₆ , килограмм/тонн, (килограмм C ₂ F ₆ /тонн алюминия)/(минуты анодного эффекта/ванно–сутки)			
	нижний	средний	верхний	погрешность, %	нижний	средний	верхний	погрешность, %
ПФУ	0,11	0,17	0,23	6	0,015	0,025	0,035	9

Таблица 3

Основные характеристики для расчетов ПФУ при анодном эффекте

Т и п электролизера	Средняя продолжительность вспышек, минуты			Частота анодных эффектов, штук/сутки			Среднесуточная производительность электролизера (ванна–сутки), тонна/сутки		
	Минимум	Средний	Максимум	Минимум	Средний	Максимум	Минимум	Средний	Максимум
ПФУ	3	4	5	0,1	0,2	0,3	2,38 мин	2,385	2,39 макс

Приложение 7 к приказу

Методика подготовки проектов по увеличению поглощения и сокращению выбросов парниковых газов в лесном хозяйстве

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика подготовки проектов по увеличению поглощения и сокращению выбросов парниковых газов в лесном хозяйстве (далее – Методика) разработана в соответствии с пунктом 3 статьи 294 Экологического кодекса Республики Казахстан и предназначена для подготовки проектной документации и расчета снижения выбросов и увеличения поглощений парниковых газов в результате выполнения проектов в лесном хозяйстве.

2. В настоящей Методике используются следующие термины и определения:

1) орган по валидации и верификации – орган, который выполняет валидацию и/или верификацию на соответствие согласованным критериям валидации и/или верификации;

2) базовый уровень поглощения парниковых газов – выраженная в тоннах эквивалента двуокиси углерода величина поглощения парниковых газов за определенный период при существующих условиях эксплуатации без реализации углеродного офсета, направленного на увеличение поглощения парниковых газов ;

3) валидация – систематический, независимый и документально оформленный процесс оценки соответствия требованиям, установленным международными стандартами и законодательством Республики Казахстан, и подтверждения плана мониторинга, а также документации в рамках разработки проектов по сокращению выбросов или увеличению поглощений парниковых газов;

4) верификация - систематический, независимый и документально оформленный процесс оценки соответствия требованиям, установленным международными стандартами и законодательством Республики Казахстан, и подтверждения достоверности сведений, указанных в отчете об инвентаризации парниковых газов и в отчете о реализации проектов по сокращению выбросов или увеличению поглощений парниковых газов;

5) дополнительность – требование к участникам проектов продемонстрировать разумным образом, что увеличение нетто-поглощения парниковых газов по проекту является дополнительным к тому, что имело бы место в отсутствие проекта;

6) утечка - воздействие на выбросы или поглощение парниковых газов вне места реализации проекта, обусловленное деятельностью по проекту, но не включенное в его границы;

7) заявитель проекта – физическое лицо, юридическое лицо или группа юридических лиц, представляющие проект углеродного офсета на рассмотрение и одобрение уполномоченному органу в области охраны окружающей среды.

3. Иные термины и определения, используемые в настоящей Методике, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

4. Для проектов по поглощению парниковых газов в лесном хозяйстве рекомендуется использовать консолидированные методологии, утвержденные РКИК ООН, в которых интегрированы различные элементы проектов (расчет поглощений и выбросов парниковых газов по углеродным пулам, разработка базовой линии, обоснование дополнительности проекта и пр.), в том числе следующие:

1) для крупномасштабных проектов – Методология AR-ACM0003 для выращивания лесов и лесовосстановления за исключением болот¹;

2) для маломасштабных проектов - Методология AR-AMS0007 для выращивания лесов и лесовосстановления за исключением болот².

При подготовке проектов рекомендуется использовать утвержденные национальные показатели для оценки величины поглощения или эмиссии парниковых газов, связанных с проектной деятельностью (при их наличии), либо международные показатели, утвержденные и рекомендованные МГЭИК и методологиями, принятыми под эгидой РКИК ООН.

Разработка и реализация углеродных офсетов поглощения осуществляется в соответствии с пунктом 4 статьи 298 Экологического кодекса Республики Казахстан.

Проектная документация углеродного офсета поглощения разрабатывается по форме согласно Правилам углеродного офсета.

_____1 (Afforestation and reforestation of lands except wetlands --- Version 2.0) 2 (Afforestation and reforestation project activities implemented on lands other than wetlands --- Version 3.1).

Глава 2. Определение базовой линии проекта

Согласно Правилам углеродного офсета заявитель проекта описывает Базовый сценарий.

Для описание Базового сценария требуется определить границы проекта:

Определение границ проекта

Проектная деятельность может охватывать более чем один участок земли. Каждый участок обязан быть точно определен географически. Граница

определяется для каждого отдельного участка. Каждый отдельный участок может быть определен многоугольником, чтобы граница проекта была понятной и верифицируемой, для каждого угла многоугольника записываются GPS-координаты, которые затем документируются, архивируются и прилагаются к проекту. Границы проекта включают источники эмиссии парниковых газов, представленные в Таблице 1.

Выбор наиболее вероятного сценария для базовой линии

Участники проекта должны определить наиболее вероятный сценарий базовой линии, используя следующий алгоритм:

1. Определить и перечислить вероятные альтернативы землепользования на землях, включенных в границы проекта (сценарий без проекта).

2. Обосновать, какой из сценариев, определенных на шаге 1, наиболее вероятный. Оценка производится следующими способами:

а) общий подход: продемонстрировать, как используются схожие земли, находящиеся поблизости, финансовые и/или прочие препятствия для реализации альтернативных сценариев;

б) специально для лесопользования: применить инвестиционный анализ или анализ барьеров, показать, что без использования углеродного финансирования проект не реализуется;

в) специально для сельскохозяйственных земель: продемонстрировать, что земли официально отведены исключительно под нужды лесного хозяйства и это решение на ограничение хозяйственной деятельности действительно выполняется в районе проведения проекта, продемонстрировать финансовую несостоятельность альтернативной сельскохозяйственной деятельности на проектных землях.

Определение чистого запаса парниковых газов по базовой линии выполняется по следующему алгоритму.

1) Определяется сумма запаса углерода по каждой страте:

для страт без растущих деревьев сумма запаса углерода считается равной нулю по пулам наземной и подземной биомассы;

для страт с растущими деревьями сумма запас углерода по пулам наземной и подземной биомассы основывается на экстраполяции числа деревьев и их роста по моделям роста, аллометрическим уравнениям, по местным или национальным параметрам, или параметрам, установленным МГЭИК.

2) Определяется сумма нетто-изменения запаса углерода по всем стратам.

Базовая линия определяется до проекта и остается постоянной на протяжении всего периода получения углеродных единиц по проекту и, как правило, не подлежит процедуре мониторинга.

Показатель:

Изменения запаса углерода в живой биомассе деревьев по базовой линии:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– сумма изменения запаса углерода в живой биомассе деревьев для года t , тонн CO_2 ;

– среднегодовое изменение запаса углерода в живой биомассе деревьев для страты i вида j , тонн CO_2 ;

– среднегодовое изменение запаса углерода в живой биомассе деревьев для страты i вида j в отсутствие проектной деятельности, тонн CO_2 ;

i – страта;

j – вид деревьев;

t – единичный отрезок времени периода кредитования.

Для страт без растущих деревьев

равна нулю. Для страт с редко растущими деревьями

рассчитывается следующими методами. Выбор метода обусловлен доступностью первичных данных.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Метод 1 (Метод углеродных выгод-потерь)

Показатель:

Среднегодовое изменение запаса углерода в живой биомассе деревьев:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– среднегодовое изменение запаса углерода в живой биомассе деревьев для страты i вида j , тонн CO_2 ;

– среднегодовой рост запаса углерода в живой биомассе деревьев для страты i вида j , тонн CO_2 ;

– среднегодовое снижение запаса углерода в живой биомассе деревьев для страты i вида j , тонн CO_2 .

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Показатель:

Среднегодовой рост запаса углерода в живой биомассе деревьев:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– среднегодовой рост запаса углерода в живой биомассе деревьев для страты i вида j , тонн CO_2 ;

– площадь страты i вида j , гектар;

– среднегодовое увеличение общей сухой биомассы живых деревьев для страты i вида j , тонн сухого вещества на гектар;

– содержание углерода в виде j , тонн C ;

44/11 – соотношение молекулярной массы CO и углероде, безразмерно.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Показатель:

Среднегодовое увеличение общей сухой биомассы живых деревьев:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

[MISSING IMAGE: ,]

где:

– среднегодовое увеличение общей сухой биомассы живых деревьев для страты i вида j , тонн сухого вещества на гектар;

– среднегодовое увеличение наземной сухой биомассы живых деревьев для страты i вида j , тонн сухого вещества на гектар;

– соотношение корней и побегов соответствующее росту по видам j , безразмерно ;

– среднегодовое увеличение объема товарной древесины живых деревьев для страты i вида j , m^3 ;

– базовая плотность древесины по видам j , тонн на m^3 ;

– коэффициент разрастания биомассы для конвертации годового чистого увеличения (включая кору) в товарной древесине к увеличению общей наземной биомассы по видам j , безразмерно.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Метод 2 (Метод изменения запаса)

Показатель:

Среднегодовой рост запаса углерода в живой биомассе деревьев:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

[MISSING IMAGE: ,]

[MISSING IMAGE: ,]

[MISSING IMAGE: ,]

где:

– среднегодовой рост запаса углерода в живой биомассе деревьев для страты i вида j , тонн CO_2 ;

– совокупный запас углерода в живой биомассе деревьев для страты i вида j , в момент времени 2, тонн C ;

– совокупный запас углерода в живой биомассе деревьев для страты i вида j , в момент времени 1, тонн C ;

T – количество лет между моментами 2 и 1;

- запас углерода в наземной части живой биомассы деревьев для страты i вида j , тонн C ;

- запас углерода в подземной части живой биомассы деревьев для страты i вида j , тонн C ;

– площадь страты i вида j , гектар;

– объем товарной древесины страты i вида j , м^3 на гектар;

– базовая плотность древесины по видам j , тонн на м^3 ;

– коэффициент разрастания биомассы для конвертации годового чистого увеличения (включая кору) в товарной древесине к увеличению общей наземной биомассы по видам j , безразмерно;

– содержание углерода в виде j , тонн C ;

– соотношение корней и побегов соответствующее росту по видам j , безразмерно

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Моменты времени 1 и 2, для которых рассчитывается запас углерода, должны быть репрезентативными по типовому возрасту деревьев по сценарию базовой линии в период кредитования. Например, если деревья уже зрелые на начальном этапе проекта, не следует брать моменты времени 1 и 2, описывающие начальную стадию активного роста.

Методики 1 и 2 равнозначны по критериям прозрачности и консервативности. Выбор методики определяется доступными параметрами для расчета.

и

следует рассчитывать, основываясь на количестве деревьев и национальной/местной кривой/таблице роста, которая обычно доступна в органах, осуществляющих инвентаризацию лесов.

и

являются региональными и видоспецифическими.

Устанавливается следующий порядок (приоритет) использования данных:

- 1) существующие местные видовые спецификации;
- 2) национальные видовые спецификации (например, из национального отчета по инвентаризации парниковых газов);
- 3) глобальные видовые спецификации (например, GPG LULUCF).

Если информация по видовой спецификации недоступна, то следует использовать спецификацию похожего вида (форма дерева, широколистное или хвойное и т. п.), однако руководствуясь приоритетом выбора данных, указанным выше.

Выбирая глобальные и национальные базы данных по причине неполноты местных данных, их следует подтвердить любой доступной местной информацией, что выбор значений не ведет к недооценке поглощения парниковых газов по базовой линии. Местные данные, используемые для подтверждения, могут быть извлечены из литературы и местных лесных инвентаризаций или получены непосредственно измерением участниками проекта, особенно для коэффициента разрастания биомассы, который сильно зависит от возраста и вида деревьев.

Следует обратить внимание на тот факт, что деревья по сценарию базовой линии не являются деревьями в лесу, следовательно, для них должны быть использованы более высокие параметры роста, нежели для деревьев в лесу.

Глава 3. Оценка поглощения парниковых газов

При выборе значений параметров и оценок участники проекта должны руководствоваться консервативным подходом, т.е. если возможны различные значения параметра, то следует выбирать такое значение, которое не ведет к завышенной оценке годового нетто-поглощения парниковых газов или недооценке нетто-поглощения парниковых газов по базовой линии.

Верифицируемые изменения запасов углерода в углеродных пулах.

Среднегодовое изменение запаса углерода в наземной и подземной биомассе живых деревьев в период между точками мониторинга для страты i вида j

следует рассчитывать, используя два метода.

Однако, когда применяется метод углеродных потерь-выгод для расчета среднегодового сокращения запаса углерода вследствие потерь биомассы живых деревьев для страты i вида j

следующим способом:

Показатель:

Среднегодовое сокращение запаса углерода вследствие потерь биомассы живых деревьев:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

[MISSING IMAGE: ,]

[MISSING IMAGE: ,]

[MISSING IMAGE: ,]

где:

– среднегодовое сокращение запаса углерода вследствие потерь биомассы живых деревьев для страты i вида j , тонн С;

– годовые потери углерода по причине коммерческих вырубок биомассы живых деревьев для страты i вида j , тонн С;

– годовые потери углерода по причине сбора древесного топлива биомассы живых деревьев для страты i вида j , тонн С.

Примечание: следует избегать двойного счета по показателям

и

Сбор сухостоя и древесного мусора с подстилки к данным показателям отношения не имеет, т. к. данные углеродные пулы методологией не учитываются.

– годовые естественные потери углерода биомассы живых деревьев для страты i вида j , тонн С;

– ежегодно получаемый объем товарной древесины для страты i вида j , м³ в год;

– базовая плотность древесины по видам j , тонн на м³;

– коэффициент разрастания биомассы для конвертации годового чистого увеличения (включая кору) в товарной древесине к увеличению общей наземной биомассы по видам j , безразмерно;

– содержание углерода в виде j , тонн C;

– годовой объем сбора древесного топлива с живых деревьев для страты i вида j , м³ в год;

– площади, затронутые нарушениями для страты i вида j , гектаров в год;

– доля биомассы живых деревьев для страты i вида j , затронутая нарушениями, безразмерно;

– средний запас биомассы живых деревьев для страты i вида j , тонн на гектар.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Оценка выбросов парниковых газов по источникам.

Проектная деятельность по облесению/лесовосстановлению вызывает эмиссию парниковых газов в пределах границ проекта. Эмиссии CO, CH и NO могут являться результатом следующей деятельности:

эмиссии парниковых газов от сжигания ископаемого топлива для подготовки местности, прореживания и рубки леса;

сокращение запаса углерода в живой биомассе, существующей недревесной растительности, вызванное конкуренцией с выращиваемыми деревьями или подготовки местности, включая подсеку;

эмиссии парниковых газов, отличных от оксида углерода, в результате сжигания биомассы для подготовки местности (подсека);

эмиссия NO, вызванная использованием азотсодержащих удобрений.

Показатель:

Эмиссия парниковых газов в результате реализации проекта в пределах границ проекта:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– эмиссии парниковых газов в результате реализации проекта в пределах границ проекта, тонн СО в год;

– эмиссия СО от сжигания ископаемого топлива в пределах границ проекта, тонн СО в год;

– эмиссии СО в результате сокращения запаса углерода в живой биомассе недревесной растительности, тонн СО в год. Это единовременная потеря, поэтому учитывается один раз в первый точке мониторинга;

– эмиссии парниковых газов, отличных от СО, в результате сжигания биомассы в пределах границ проекта, тонн СО-эквивалента в год;

– эмиссия NO в результате прямого использования азота в пределах границ проекта, тонн СО-эквивалента в год.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Оцениваемая конечная антропогенная абсорбция поглотителями по базовому сценарию.

Показатель:

Расчет эмиссии СО от сжигания ископаемого топлива:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– эмиссия CO от сжигания ископаемого топлива в пределах границ проекта, тонн CO в год;

– объем потребления дизеля, литров в год;

– эмиссия от дизеля, кг CO в год;

– объем потребления бензина, литров в год;

– эмиссия от бензина, кг CO в год;

– коэффициент перевода килограмм в тонны CO.

Участники проекта должны использовать национальные данные по эмиссии CO. Если таковые недоступны, допустимо использовать стандартные значения, отраженные в Руководстве МГЭИК.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Расчет сокращения запасов углерода в живой биомассе, существующей недревесной растительности:

Предполагается, что вся недревесная растительность исчезнет в процессе подготовки участков или в процессе конкуренции с выращиваемыми деревьями. Это консервативное утверждение, т. к. какая-то часть растительности будет сохранена или восстановится. Потеря углерода от исчезновения недревесной растительности учитывается одновременно в период кредитования в первый период мониторинга.

Показатель:

Эмиссии CO в результате сокращения запаса углерода в живой биомассе недревесной растительности:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– эмиссии СО в результате сокращения запаса углерода в живой биомассе недревесной растительности, тонн СО в год;

– общая площадь страты i , гектар;

– средний запас недревесной биомассы на землях, подлежащих засадке по проекту, для страты i , тонн сухого вещества;

– содержание углерода в сухой биомассе недревесной растительности, тонн С на тонну сухого вещества;

44/12 – соотношение молекулярных масс СО и углерода, безразмерно.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Расчет эмиссий парниковых газов от сжигания биомассы

Если для подготовки местности используется метод подсеки, то в результате выделяются парниковых газов, отличные от СО.

Показатель:

Рост эмиссии парниковых газов, отличных от СО, в результате сжигания биомассы при подсеке:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– рост эмиссии парниковых газов, отличных от CO₂, в результате сжигания биомассы при подсеке, тонн CO-эквивалента в год;

– эмиссия NO сжигаемой при подсеке биомассы, тонн CO в год;

- эмиссия CH сжигаемой при подсеке биомассы, тонн CO в год.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Показатель:

Эмиссия NO сжигаемой при подсеке биомассы:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– потери запасов углерода в наземной биомассе в результате подсеки, тонн C в год;

– соотношение азота к углероду, безразмерно;

44/28 – соотношение молекулярных масс NO и азота, безразмерно;

16/12 – соотношение молекулярных масс CH и углерода, безразмерно;

– установленный МГЭИК уровень эмиссии NO = 0.007;

– установленный МГЭИК уровень эмиссии $\text{CH} = 0.012$;

– потенциал глобального потепления для NO ;

– потенциал глобального потепления для CH , кг CO -эквивалента на кг CH -эквивалента.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Показатель:

Потери запасов углерода в наземной биомассе в результате подсеки:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– потери запасов углерода в наземной биомассе в результате подсеки, тонн C в год;

– площадь подсеки для страты i , гектаров в год;

– средний запас наземной биомассы до сжигания для страты i , тонн сухой массы на гектар;

– эффективность сжигания, безразмерно, установлено МГЭИК – 0,5;

– доля углерода в сухой биомассе, тонн С на тонну сухого вещества.

Если определить эффективность сжигания не представляется возможным, следует использовать значение МГЭИК по умолчанию – 0,5. Соотношение азота и углерода приблизительно составляет 0,01. Это значение по умолчанию применяется к листовному мусору, при сжигании мусора с большими древесными включениями следует применять повышенный коэффициент, если таковой имеется.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Показатель:

Расчет эмиссий NO от применения азотных удобрений:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– прямая эмиссия NO в результате применения азота в пределах границ проекта, тонн СО-эквивалента в год;

– масса синтетического азотного удобрения, скорректированная на испарение в качестве NH₃ и NO_x, тонн азота в год;

– годовая масса органического азотного удобрения, скорректированная на испарение в качестве NH₃ и NO_x, тонн азота в год;

– масса синтетического азотного удобрения, тонн азота в год;

– масса органического азотного удобрения, тонн в год;

- коэффициент эмиссии от азотсодержащих компонентов, тонн NO – N к тоннам N;

– часть, испаряемая как NH₃ и NO_x для синтетических удобрений, безразмерно;

– часть, испаряемая как NH₃ и NO_x для органических удобрений, безразмерно;
44/28 – соотношение молекулярных масс NO и азота, безразмерно;

– потенциал глобального потепления для NO, кг СО-эквивалента на кг NO-эквивалента.

Согласно МГЭИК, коэффициент эмиссии составляет 1,25% от внесенной массы азота. Это значение должно применяться, если более точные коэффициенты не доступны.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Показатель:

Фактическое чистое поглощение парниковых газов:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– фактическое чистое поглощение парниковых газов, тонн СО-эквивалента в год;

– среднегодовое изменение запаса углерода в живой биомассе деревьев для страты i вида j , тонн СО в год.

– эмиссия парниковых газов по источникам в пределах границ проекта в результате реализации проекта, тонн СО-эквивалента в год.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Глава 4. Расчет оцениваемых утечек

При выборе параметров проекта следует отдавать предпочтение наиболее консервативным, чтобы их применение не вело к занижению оценки утечек. Потенциальная утечка в предполагаемой проектной деятельности может быть связана со сжиганием ископаемого топлива транспортом для доставки семенного материала, инструментов, работников и продуктов леса в связи с реализацией проекта.

Показатель:

Эмиссии СО вследствие сжигания ископаемого топлива транспортными средствами:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– совокупная эмиссия парниковых газов вследствие сжигания ископаемого топлива транспортными средствами, тонн СО-эквивалента в год;

I – тип транспортного средства;

J – тип топлива;

- коэффициент эмиссии для транспортного средства i с топливом j , кг СО на литр;
- потребление топлива транспортного средства i с топливом j , литр;
- количество транспортных средств;
- пробег каждого транспортного средства i с топливом j , км;
- средний расход топлива транспортного средства i с топливом j , литр на км.

Следует использовать специфические для страны коэффициенты эмиссии, если таковые имеются. В случае их отсутствия следует использовать значения, представленные в Руководстве МГЭИК.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Глава 5. Ожидаемое оцениваемое повышение конечной антропогенной абсорбции поглотителями

Оцениваемое повышение конечной антропогенной абсорбции поглотителями – это фактическое чистое поглощение парниковых газов за минусом нетто-поглощения парниковых газов по базовой линии и утечек.

Показатель:

Чистое антропогенное поглощение парниковых газов:

- 1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;
- 2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;
- 3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

- чистое антропогенное поглощение парниковых газов, тонн СО-эквивалента в год;
 - фактическое чистое поглощение парниковых газов, тонн СО-эквивалента в год;
 - чистое поглощение парниковых газов по базовой линии, тонн СО-эквивалента в год;
 - совокупная эмиссия парниковых газов вследствие сжигания ископаемого топлива транспортными средствами, тонн СО-эквивалента в год.
- 4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Глава 6. Мониторинг объемов нетто-поглощения парниковых газов

Мониторинг границ проекта и реализации проекта:

В ходе мониторинга проекта необходимо продемонстрировать, что площадь земельных участков по проекту соответствует заявленной в документации площади. Для этого проводятся следующие процедуры:

полевое обследование фактических границ проектной деятельности по каждому участку;

измерение географических координат (широты и долготы каждого угла многоугольных участков) с использованием GPS;

проверка соответствия фактических границ проекта с описанием в проектной документации;

если фактическая граница проекта оказывается за пределами проектной, предоставляется дополнительная информация о выходящих за пределы проектных границ участках; решается вопрос о пригодности участка, доказывающаяся правомерность использования сценария базовой линии к этим землям. Изменения границ проекта должны быть согласованы с уполномоченным органом и утверждены в ходе реализации проекта, например, при верификации;

расчет действительной территории каждой страты и субстраты путем обмера географических координат и использования ГИС системы.

Граница проекта подлежит периодическому мониторингу на протяжении всего периода кредитования, так как возможны случаи обезлесивания территории проекта, и обезлесенные территории необходимо определить. Если

облесение на каких-то участках происходит неэффективно, это следует задокументировать.

Для удостоверения соответствия качества посадок указанным в проекте и должного их проведения следующие процедуры должны быть проведены в течение первых трех лет посадок:

подтвердить, что подготовка местности и почв прошла в соответствии с проектом. Если предварительно была удалена какая-либо растительность, должны быть рассчитаны выбросы (методику расчета приведена ниже);

подтвердить, что подготовка местности и почв не вызывает долгосрочной чистой эмиссии углерода из почв;

проверить выживаемость:

1) исходный уровень выживания деревьев через три месяца после посадки; следует провести повторную посадку, если уровень выживаемости составил менее 90%;

2) завершающая проверка проводится через три года после посадки;

3) проверка уровня выживаемости проводится на постоянно определенных единичных участках;

проверить количество сорняков: проверить факт, что борьба с сорняками осуществляется в соответствии с проектом;

обследовать и проверить соответствие видового состава страт и субстрат проекту.

Практика управления лесами – важный фактор баланса парниковых газов по проекту, поэтому она должна подлежать мониторингу. Мониторинг охватывает следующие сферы управления лесными насаждениями:

прореживание: конкретная местность, площадь, виды деревьев, интенсивность прореживания, объем удаленной биомассы;

рубка: места рубки, площадь, виды деревьев, объем удаленной биомассы;

удобрение: виды деревьев, место, количество и объем внесенных удобрений;

проверка и подтверждение факта, что территории рубки вновь засаживаются или вновь засеваются непосредственно сразу после рубки, если применяется непосредственное лесонасаждение или засевание;

проверка и удостоверение факта существования благоприятных условий для естественного восстановления, если земли под рубку подлежат естественному восстановлению.

Стратификация и отбор образцов для фактических расчетов:

Территория проекта обычно неоднородна по микроклимату, состоянию почв и растительному покрову вкупе с различным видовым составом деревьев и возрастом лесопосадок. Следовательно, необходимо стратифицировать территорию проекта. Это позволит достичь точности измерений и мониторинга

наименее затратным способом. Стратификация проектной территории в относительно однородные единицы позволит повысить точность измерений без необоснованного завышения затрат, или снизить затраты без снижения качества измерений вследствие достаточно низкой вариации внутри однородных единиц. Предварительная стратификация выполняется согласно следующему алгоритму.

1) Оценка ключевых факторов, влияющих на запас углерода в наземных и подземных пулах. Эти факторы могут включать в себя свойства почв, микроклимат, ландшафт, видовой состав деревьев на посадку, год посадки, особенности управления посадками и проч.

2) Сбор конкретной информации по ключевым факторам из шага 1, например :

- карты и/или таблицы классификации местности;
- самые свежие аэрофотоснимки/спутниковые снимки/карты;
- типы почв, материнская порода и карты почв;
- информация по ландшафту и/или карты;
- интенсивность эрозии почв;
- прочая информация.

Источники информации включать в себя: архивы, записи, статистику, научные отчеты и публикации национальных, региональных, местных органов власти, учреждений и/или агентств, и научную литературу.

3) Предварительная стратификация. Стратификация строиться иерархически по значимости ключевых факторов для изменения запасов углерода или по вариации ключевых факторов на территории. Только после завершения верхнего уровня стратификации следует переходить на следующий. Например, если присутствует значительное изменение климата в пределах границ проекта, стратификация может быть начата с климатических различий. Если ключевой фактор второго уровня – почва, тогда страта, полученная на первом уровне, может быть раздроблена в соответствии с вариацией почв. Лучше всего стратификацию реализовывать на базе GIS путем наложения карт вариаций ключевых факторов. В этом случае следование иерархическому порядку не требуется.

4) Проведение дополнительного обследования по образцам разных страт, например:

- произрастающих деревьев, если таковые имеются: вид, возраст, количество, средний диаметр "на высоте груди" (DBH) и/или средняя высота деревьев на случайном участке 400 м² (как минимум, три единичных участка на страту);

- недревесной растительности: площадь покрытия и средняя высота травянистой растительности и кустарников на случайных участках площадью 4 м² (как минимум, 10 участков на страту);

факторов местности и почв: тип почв, глубина почв, угол откоса, интенсивность эрозии почв, уровень подземных вод и проч. и отбор проб почв на проверку органического состава;

антропогенного влияния: рекомендованное выжигание, рубка, выпас скота, сбор топлива, сбор медицинских препаратов;

проведение анализа различий по ключевым факторам, указанным выше. Если различия велики внутри предварительно определенной страты, следует провести более тщательное полевое исследование и рассмотреть возможность стратификации, руководствуясь следующим пунктом.

5) Проведение последующей стратификации, основанной на дополнительной информации шага 4, проверкой однородности предварительных страт или существенности различий между стратами. Степень однородности отличается у разных проектов и основывается на размере страты, степени изменчивости окружающей природной среды и значимости различий для проекта и сценария базовой линии. Страта, внутри которой наблюдается значительная вариация по типу растительности, почвам и антропогенному воздействию, должна разделяться на две и более страт. С другой стороны, страты со сходными характеристиками должны быть объединены в одну. Отдельная страта должна значительно отличаться от прочих по расчету углерода базовой линии и проекта. Например, местность с разными видами и возрастом уже растущих деревьев формируют отдельные страты. Местности с более интенсивным сбором древесного топлива могут также выделяться в отдельную страту. С другой стороны, факторы местности и почв не могут гарантированно формировать отдельную страту, если базовая линия предусматривает одинаковый сценарий деградации и отсутствия антропогенного влияния, и если накопление углерода в наземной и подземной биомассе схожее в сценарии проекта.

6) Суб-стратификация: создать субстраты для каждой страты, основываясь на видовом составе деревьев на посадку и/или на возрасте посадки, указанном в PDD.

7) Создать карту стратификации, желательно, с использованием ГИС. ГИС будет полезна для сопоставления информации из разных источников, которая используется для определения и стратификации территории проекта. К тому же последующая стратификация будет произведена после первой точки мониторинга, т. к. вероятны изменения границ проекта, организации видового состава деревьев и года посадки относительно PDD. Например, может случиться так, что внутри одной страты расчет запасов углерода указывает на существование двух субстрат. Также, две разные страты достаточно похожи и позволяют сформировать единую страту. Следующие факторы должны быть учтены при последующей стратификации:

данные мониторинга состояния лесов и границ проекта, например, фактическая граница проекта, подготовка местности и почв, видовой состав деревьев и год посадки;

данные мониторинга управления лесом, например, фактическое прореживание и удобрение.

Разница в изменении запаса углерода по каждой страте и субстрате после первой точки мониторинга. Страты и субстраты следует сгруппировать в одну страту, если они обладают одинаковым запасом углерода, изменением запаса углерода и пространственно сходны.

Отбор образцов.

Постоянные единичные участки используются для измерения и мониторинга изменений запасов углерода наземной и подземной биомассе. Постоянные единичные участки, как правило, считаются эффективными для статистического измерения запасов углерода лесов, т. к. обычно наблюдается высокое соответствие между последовательными наблюдениями по единичным участкам. Однако, следует убедиться, что за участками ухаживают так же, как и за прочими землями в пределах границ проекта, например, в процессе подготовки местности и подготовки почв, уничтожения сорняков, удобрения, ирригации, прореживания и проч., и эти участки не должны подлежать вырубке на весь период мониторинга. В идеале, обслуживающий проект персонал не должен знать о местоположении участков. И если применяется маркировка на местности, она должна быть незаметной.

Определение размера участка.

Количество участков зависит от видового разнообразия, точности и интервала мониторинга. В данной методике полная сумма участков (n) рассчитывается через критерий Неймана с фиксированным уровнем точности и затрат в соответствии с Венгером (1984)³

Показатель:

Полная сумма участков:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

n - полная сумма участков

L – общее количество страт;

T – уровень доверительной вероятности (95%);

E – стандартная ошибка ($\pm 10\%$ от среднего);

– стандартное распределение страты h ;

– количество участков на страту пропорционально

N – количество единичных участков по всем стратам,

Nh – количество единичных участков в страте h , рассчитанное отношением площади страты h к площади каждого участка;

Ch –издержки на выбор участка страты h .

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Стандартное распределение каждой страты (Ch) может быть определено с использованием результатов инвентаризации леса на похожем участке, применяя объем роста или данные по биомассе деревьев. Иначе, если такие данные недоступны, может быть использовано стандартное распределение условий почв по каждой страте, т. к. условия почв – это основной фактор роста деревьев по каждой страте. Значение t с уровнем доверительной вероятности 95% приблизительно равно 2, когда количество участков превышает 30. В качестве первого шага использовать $t=2$, и если расчетное $n < 30$, то использовать новое n для получения нового t и провести перерасчет. Этот процесс может быть продолжен до тех пор, пока расчетное n не стабилизируется. Стандартная

ошибка – это $\pm 10\%$ от среднего значения по каждому участку ожидаемого среднего запаса углерода в живых деревьях по участкам, которое может быть рассчитано как часть оценки фактического чистого поглощения парниковых газов, описанной в методике определения базовой линии.

Возможно обоснованное изменение размера единичного участка после первой точки мониторинга, основанное на разнице изменения запасов углерода по n участкам.

Произвольное расположение единичных участков

Чтобы избежать субъективного выбора расположения участков (центра участков, точек соотнесения участков, переноса центров в более "удобные" места), постоянные единичные участки должны быть размещены системно, изначально произвольно. Это осуществляется с помощью GPS на месте. Географические координаты, позиция, номера страты и субстраты для каждого участка записываются и архивируются. Размер участков зависит от плотности посадок, разброс составляет от 100 м² до 1000 м² в зависимости от плотности посадки в порядке убывания плотности посадок.

Следует удостовериться, что единичные участки распределены максимально равномерно. Например, если одна страта состоит из трех географически разделенных территорий, тогда предлагается:

- 1) разделить страту по числу участков, получив средний размер участка;
- 2) разделить площадь каждой местности на среднюю площадь участка, применить целочисленное значение результата вычисления к этой местности, например, если деление дает 6,3 участка, тогда 6 участков приписывается этой местности, а 0,3 участка переносится в другую.

Представление данных о мониторинге осуществляется в специальном отчете, подготавливаемом на периодической основе (каждые 1-5 лет, согласно требованиям национального законодательства или применяемым международным стандартам). Структура отчета о мониторинге, соответствующая международным требованиям, представлена ниже.

1Wenger, K.F. (ed). 1984. Forestry handbook (2nd edition). New York: John Wiley and Sons.

Глава 7. Особенности учета нетто-поглощения парниковых газов в проектах по управлению лесами

Расчет антропогенного нетто-снижения выбросов парниковых газов⁴

Показатель:

Годовая величина нетто-снижения выбросов парниковых газов:

- 1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где

– годовая величина нетто-снижения выбросов парниковых газов в году t , тонн СО-эквивалента;

– годовая величина выбросов парниковых газов по базовому сценарию в году t , тонн СО-эквивалента;

– годовая величина выбросов парниковых газов по проекту в году t , тонн СО-эквивалента;

– годовая величина утечек в году t , тонн СО-эквивалента.

Данные для расчетов приводятся в тоннах СО-эквивалента, при этом для пересчета выбросов парниковых газов, не являющихся диоксидом углерода (в частности, метан и закись азота) применяются текущие значения коэффициентов глобального потепления (GWP), утверждаемые решениями РКИК ООН.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Учет объемов нетто-поглощения парниковых газов по проекту проводится на основе разработанного базового сценария (в нем часто учитывается практика выборочной рубки деревьев или другие существующие подходы к управлению лесами), обоснования дополнительности проекта, границ проекта (географических, временных границ, а также углеродных пулов, источников выбросов и поглощения парниковых газов, включаемых в проект).

В проектах управления лесами рекомендуется учитывать следующие углеродные пулы:

надземная биомасса (деревья) – включается;

надземная биомасса (иная, не деревья) – не включается;

подземная биомасса (корни и пр.) – не включается;

мертвая древесина – включается;
опад – не включается;
почва – не включается;
заготовка древесины – включается.

Источники выбросов и поглощения парниковых газов включают следующие категории:

углекислый газ: деградация леса, потребление ископаемого топлива для машин и оборудования, потребление электроэнергии, коммерческая заготовка дров и древесины, прирост леса, природные воздействия (например, лесные пожары);

метан: мертвая древесина, потребление ископаемого топлива для машин и оборудования, транспортировки, природные воздействия (например, лесные пожары);

закись азота: потребление ископаемого топлива для машин и оборудования, транспортировки, природные воздействия (например, лесные пожары).

Оценка выбросов парниковых газов по базовому сценарию (базовой линии)

Расчет выбросов парниковых газов по базовому сценарию для проектов управления лесами осуществляется следующим способом:

Показатель:

Годовая величина выбросов парниковых газов по базовому сценарию:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где

– годовая величина выбросов парниковых газов по базовому сценарию в году t , тонн СО-эквивалента;

– годовая величина выбросов парниковых газов от деградации леса в году t , тонн СО-эквивалента;

– годовая величина выбросов парниковых газов, связанных с деятельностью по базовому сценарию, в году t , тонн СО-эквивалента.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Расчет величины выбросов парниковых газов от деградации леса обычно учитывает несколько основных составляющих: в случае выборочной рубки (включая санитарные рубки, рубки ухода, заготовки древесины) оценивается углерод, содержащийся в порубочных остатках (как часть дополнительного объема мертвой древесины), объем углерода в заготовленной древесине, подвергающейся моментальным или долгосрочным процессам окисления, объема углерода, потерянного в результате прекращения прироста древесной биомассы, и дополнительный прирост биомассы после осуществления рубок.

Показатель:

Расчет величины выбросов парниковых газов от деградации леса:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– годовая величина выбросов парниковых газов от деградации леса в году t , тонн СО-эквивалента;

– годовая величина выбросов парниковых газов от процессов разложения мертвой древесины в году t , тонн С;

– годовая величина выбросов парниковых газов от моментальных или долгосрочных процессов окисления заготовленной древесины в году t , тонн С;

– годовая величина выбросов парниковых газов в результате прекращения прироста древесной биомассы в году t , тонн C ;

– годовая величина увеличения поглощения парниковых газов в результате дополнительного прироста биомассы после осуществления рубок в году t , тонн C ;

44/12 – коэффициент пересчета из тонн углерода (C) в тонны углекислого газа (CO_2).

Средняя величина объема углерода в деловой древесине на 1 га для каждой страты древесной растительности определяется на основе информации об инвентаризации лесов, при этом учитываются плотность древесины и коэффициент содержания углерода в биомассе.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Показатель:

Годовая величина выбросов парниковых газов от деградации леса:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– годовая величина выбросов парниковых газов от деградации леса в году t для страты j (т C / га);

D – плотность древесины;

– коэффициент содержания углерода в биомассе;

– средний объем заготовки деловой древесины (куб м/ га).

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Показатель:

Средняя величина углерода в деловой древесине на 1 га:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– средняя величина углерода в деловой древесине на 1 га леса до начала проекта, тонн С/гектар;

– средняя величина углерода в деловой древесине для страты j на 1 га леса до начала проекта, тонн С/гектар;

– площадь проектных лесов по каждой страте j на 1 га леса до начала проекта, гектар;

– суммарная площадь проектных лесов до начала проекта, гектар.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

На основе данных о среднем количестве углерода на 1 га, который будет удален из проектных лесов по базовому сценарию и общей годовой площади рубок, суммарный объем углерода в деловой древесине определяется следующим способом:

Показатель:

Суммарный объем углерода в деловой древесине до начала проекта:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– суммарный объем углерода в деловой древесине до начала проекта, тонн С;

– среднее количество углерода в деловой древесине на 1 га на начало проекта, тонн С/гектар;

– площадь заготовок на проектной территории в году t , гектар.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Показатель:

Суммарный ежегодный объем углерода в наземной биомассе:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– суммарный объем углерода в наземной биомассе древесины в году t , тонн С;

– среднее количество углерода в наземной биомассе древесины на 1 га на начало проекта, тонн С/гектар;

– площадь заготовок на проектной территории в году t , гектар.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Показатель:

Расчет нетто-выбросов углерода по пулу мертвой древесины:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– ежегодный объем эмиссии углерода из пула мертвой древесины в году t , тонн C ;

– ежегодный объем увеличения углерода в пуле мертвой древесины в году t , тонн C ;

– коэффициент, отражающий скорость деградации в пуле мертвой древесины.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Показатель:

Увеличение углерода в пуле мертвой древесины:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– увеличение углерода в пуле мертвой древесины в году t , тонн С;

– ежегодный объем углерода в биомассе поврежденной древесины на территории проекта в году t , тонн С;

– ежегодный объем углерода в биомассе вновь образованных древесных отходов на территории проекта в году t , тонн С.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Показатель:

Годовой объем углерода в биомассе поврежденной древесины на территории проекта:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– объем углерода в биомассе поврежденной древесины на территории проекта в году t , тонн С;

– доля поврежденной древесины в объеме углерода заготовленной древесины на территории проекта в году t ;

– ежегодный объем углерода в биомассе заготовленной деловой древесины на территории проекта в году t , тонн С.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Показатель:

Годовой объем углерода, дополнительно поступающего в пул мертвой древесины в результате заготовки древесины (ветки, кора и др.) на территории проекта:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– объем углерода, дополнительно поступающего в пул мертвой древесины на территории проекта в году t , тонн C ;

– доля биомассы обрезков, веток в надземной биомасса заготовленной древесины на территории проекта, которая поступает в пул мертвой древесины;

– ежегодный объем углерода в биомассе заготовленной древесины на территории проекта в году t , тонн C .

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Показатель:

Годовой объем углерода, который остается в пуле мертвой древесины, для каждого года:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– доля углерода, который остается в пуле мертвой древесины на территории проекта в году t ;

– скорость разрушения пула мертвой древесины (в результате процессов гниения и пр.);

t – год после начале реализации проекта.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Показатель:

Суммарный объем углерода, накопленного в пуле мертвой древесины:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– суммарный объем углерода, накопленного в пуле мертвой древесины на территории проекта в году t , тонн C ;

– доля углерода, который остается в пуле мертвой древесины на территории проекта в году t ;

– объем углерода, накопленного в пуле мертвой древесины на территории проекта в году t , тонн C .

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Показатель:

Суммарный объем выбросов углерода из пула мертвой древесины:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– суммарный объем выбросов углерода из пула мертвой древесины в году t , тонн С;

– суммарный объем углерода, накопленного в пуле мертвой древесины на территории проекта в году t , тонн С;

– объем углерода, накопленного в пуле мертвой древесины на территории проекта в году t , тонн С.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Показатель:

Окончательный расчет годового (не суммарного) объема выбросов углерода из пула мертвой древесины, который рассматривается как часть базового сценария (базовой линии) выбросов парниковых газов:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– годовой объем выбросов углерода из пула мертвой древесины в году t , тонн C ;

– суммарный объем выбросов углерода из пула мертвой древесины в году t , тонн C ;

– суммарный объем выбросов углерода из пула мертвой древесины в году $t-1$, тонн C .

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Нетто-выбросы парниковых газов от пула заготовленной древесины (и продуктов, произведенных из нее)

Эта часть выбросов парниковых газов по базовому сценарию учитывает объем углерода, сохраненного в пуле древесных продуктов, который обычно разделяется на две составляющие: долгосрочный (период полураспада накопленного углерода более 30 лет) и краткосрочный (период полураспада накопленного углерода не более 2 лет) пулы.

Основной подход к определению выбросов в результате окисления древесных продуктов из заготовленной на территории проекта древесины рассчитывается следующим способом:

Показатель:

Годовой объем выбросов углерода в результате моментального и долгосрочного окисления древесных продуктов:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– годовой объем выбросов углерода в результате моментального и долгосрочного окисления древесных продуктов в году t , тонн C ;

– годовой объем выбросов углерода в результате моментального окисления древесных продуктов в году t , тонн C ;

– годовой объем нетто-выбросов углерода в результате долгосрочного окисления древесных продуктов в году t , тонн C .

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Показатель:

Выбросы парниковых газов от древесных отходов, полученных в процессе производства продуктов переработки леса:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– годовой объем выбросов углерода в результате моментального окисления древесных продуктов в году t , тонн C ;

– средний объем углерода в заготавливаемой древесине на 1 га для древесного продукта p (например, лесопильной продукции) в году t , тонн C /гектар;

– коэффициент пересчета заготовленной древесины в древесную продукцию;

– годовая площадь заготовки древесины на территории проекта в году t , гектар.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Показатель:

Доля углерода, который сохраняется в долгосрочном пуле древесных продуктов:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

- Доля углерода, который сохраняется в долгосрочном пуле древесных продуктов
, %

– скорость окисления в долгосрочном пуле древесных продуктов;

t – год после начала реализации проекта.

Согласно Руководству МГЭИК (2006), по умолчанию можно использовать значение ежегодного окисления для долгосрочного пула древесных продуктов, равного 2%.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Показатель:

Объем углерода в долгосрочном пуле древесных продуктов:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– суммарный объем углерода в долгосрочном пуле древесных продуктов, тонн С;

– доля углерода, остающегося в долгосрочном пуле древесных продуктов в году t ;

– накопленный объем углерода, остающийся в долгосрочном пуле древесных продуктов в году t , тонн С.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Показатель:

Суммарный объем выбросов углерода из долгосрочного пула древесных продуктов:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– суммарный объем выбросов углерода из долгосрочного пула древесных продуктов, тонн С;

– годовой объем углерода, добавленный в долгосрочный пул древесных продуктов в году t , тонн С;

– суммарный объем углерода в долгосрочном пуле древесных продуктов, тонн С.

4) место размещения выходной информации: отсутствует

Показатель:

Годовой объем углерода, остающегося в долгосрочном пуле древесных продуктов:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– объем углерода, остающегося в долгосрочном пуле древесных продуктов в году t , тонн С;

– суммарный объем углерода в долгосрочном пуле древесных продуктов в году t , тонн С;

– суммарный объем углерода в долгосрочном пуле древесных продуктов в году $t-1$, тонн С.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Показатель:

Увеличение поглощения углерода за счет прироста после проведения селективных рубок:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– годовое увеличение запаса углерода в биомасса в результате прироста древесины после проведения рубок в году t , тонн C ;

– средний прирост надземной биомассы на 1 гектар/год в году t ;

– доля углерода в надземной биомассе деревьев;

– годовая площадь заготовки древесины на территории проекта в году t , гектар.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Показатель:

Выбросы парниковых газов в результате деятельности по базовому сценарию:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– годовые общие выбросы углерода от деятельности по базовому сценарию в году t , тонн CO_2 -эквивалента;

– годовая эмиссия углерода от заготовки древесины в году t , тонн CO_2 -эквивалента;

– годовая эмиссия углерода от подготовки площадок для заготовки древесины в году t , тонн CO_2 -эквивалента;

- годовая эмиссия углерода от вывозки древесины в году t , тонн СО-эквивалента;
- годовая эмиссия углерода от транспортировки древесины на место переработки и использования в году t , тонн СО-эквивалента;
- годовая эмиссия углерода от потребления электроэнергии на месте переработки древесины в году t , тонн СО-эквивалента;
- годовая эмиссия углерода от транспортировки древесной продукции на места дальнейшего использования в году t , тонн СО-эквивалента.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Показатель:

Расчет выбросов от сжигания топлива (нефтепродуктов, природного газа в различных видах):

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– годовой объем выбросов в году t , тонн СО-эквивалента;

– потребление топлива для выполнения операций в году t , кг/м³;

– коэффициент выбросов парниковых газов, тонн СО-эквивалента/кг топлива;

V – объем древесины, с которой выполняются операции в году t , м³.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Показатель:

Расчет выбросов парниковых газов от потребления электроэнергии:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– годовой объем выбросов парниковых газов от потребления электроэнергии в году t , тонн СО-эквивалента;

– потребление электроэнергии в году t , кВт-ч;

– коэффициент выбросов парниковых газов на 1 кВт-ч, тонн СО-эквивалента/кВт-ч.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Реализация проекта связана с возникновением эмиссий парниковых газов. В методологии VCS предлагается учитывать такие источники, как потребление ископаемого топлива, электрической энергии, природные воздействия (лесные пожары), нелегальная рубка.

Показатель:

Эмиссия парниковых газов от деятельности по проекту:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– эмиссия парниковых газов от деятельности по проекту в году t , тонн СО-эквивалента;

– эмиссия парниковых газов от деятельности по управлению и планированию проекта в году t , тонн СО-эквивалента;

– эмиссия парниковых газов от деятельности по поездкам для разработки и запуска проекта в году t , тонн СО-эквивалента;

– эмиссия парниковых газов от деятельности по мониторингу проекта в году t , тонн СО-эквивалента;

– потери углерода от природных воздействий в году t , тонн С;

– потери углерода от нелегальных рубок в году t , тонн С;

44/12 – коэффициент пересчета из тонн углерода (С) в тонны углекислого газа (СО).

Расчет отдельных показателей проводится аналогично представленным выше формулам. Дополнительно следует учитывать, что помимо СО при лесных пожарах происходят эмиссии метана и закиси азота, которые могут иметь существенное значение при оценке суммарных эмиссий по проекту (поскольку имеют большие коэффициенты глобального потепления по сравнению с СО).

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Утечки:

Оценка и управление утечками в проекте необходима для уточнения показателей выбросов и поглощения парниковых газов. Утечки могут быть связаны с двумя основными источниками: 1) эмиссии углерода в результате деградации лесов при изменении деятельности, которую следует отнести к базовому сценарию (например, не включение древесной продукции,

производимой на территории проекта, в границы проекта); 2) выбросы от "рыночных" утечек, когда проект оказывает влияние на спрос и предложение древесных продуктов (и, возможно, услуг).

Показатель:

Расчет утечек:

1) периодичность и сроки формирования показателей: определяются заявителем проекта самостоятельно;

2) источники информации: данные заявителя проекта в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

где:

– эмиссия парниковых газов, связанная с утечками, в году t , тонн СО-эквивалента;

– эмиссии парниковых газов в результате деградации лесов при изменении деятельности в году t , тонн С;

– эмиссия парниковых газов от "рыночных" утечек в году t , тонн С;

– эмиссия парниковых газов от переноса деятельности по базовому сценарию на другие земельные участки, управляемые заявителем проекта, в году t , тонн СО-эквивалента;

44/12 – коэффициент пересчета из тонн углерода (С) в тонны углекислого газа (СО).

Объем эмиссий парниковых газов, связанных с утечками, включает в расчет итоговых показателей выбросов парниковых газов и нетто-поглощения по проекту согласно формуле 30.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

4 При подготовке данного раздела использована методология стандарта VCS - VM0011, Версия 1.0, рекомендуемая VERRA для проектов по управлению лесами.

Приложение
к Методике подготовки
проектов по увеличению
поглощения и сокращению
выбросов парниковых газов
в лесном хозяйстве

Таблица 1

Коэффициенты преобразования и разрастания биомассы по умолчанию, тонны биомассы/(м3 объема древесины)

BCEF для разрастания объема товарного древостоя до надземной древесины (BCEFS), для преобразования валового годового приращения (BCEFI) и для преобразования объема изымаемой древесины и топливной древесины в изъятие надземной биомассы (BCEFR)

Климатическая зона	Тип леса	BCEF	Объем древостоя (м3)				
			≤20	21-40	41-100	100-200	≥200
Умеренная	Твердолиственные	BCEFS	3,0 (0,8-4,5)	1,7 (0,8-2,6)	1,4 (0,7-1,9)	1,05 (0,6-1,4)	0,8 (0,55-1,1)
		BCEFI	1,5	1,3	0,9	0,6	0,48
		BCEFR	3,33	1,89	1,55	1,17	0,89
	Сосны	BCEFS	1,8 (0,6 - 2,4)	1,0 (0,65-1,5)	0,75 (0,6-1,0)	0,7 (0,4-1,0)	0,7 (0,4-1,0)
		BCEFI	1,5	0,75	0,6	0,67	0,69
		BCEFR	2,0	1,11	0,83	0,77	0,77
	Прочие хвойные	BCEFS	3,0 (0,7-4,0)	1,4 (0,5-2,5)	1,0 (0,5-1,4)	0,75 (0,4-1,2)	0,7 (0,35-0,9)
		BCEFI	1,0	0,83	0,57	0,53	0,60
		BCEFR	3,33	1,55	1,11	0,83	0,77
	Саксауловые	BCEFS					
		BCEFI					
		BCEFR					

Таблица 2

Парниковые газы, учитываемые как эмиссии, отличные от изменений в углеродных пулах

Источник	Газ	Включен/ Исключен	Описание
Сжигание ископаемого топлива	CO	Включен	
	CH	Исключен	Возможная эмиссия незначительна
	NO	Исключен	Возможная эмиссия незначительна

Сжигание биомассы	CO	Включен	Учитывается в углеродных пулах
	CH	Включен	
	NO	Включен	
Использование удобрений	CO	Исключен	Отсутствует
	CH	Исключен	Отсутствует
	NO	Включен	

© 2012. РГП на ПХВ «Институт законодательства и правовой информации Республики Казахстан»
Министерства юстиции Республики Казахстан