

Об утверждении Методик по расчету выбросов и поглощения парниковых газов

Приказ Министра экологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 17 января 2023 года № 9. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 20 января 2023 года № 31735.

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 по расчету выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов согласно приложению 1;

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

3) Методику по расчету выбросов парниковых газов от добычи нефти и газа согласно приложению 3;

4) Методику по расчету выбросов парниковых газов от производства чугуна, стали, агломератов и окатышей согласно приложению 4;

5) Методику по расчету выбросов парниковых газов от производства цемента и извести согласно приложению 5;

6) Методику по расчету выбросов парниковых газов от производства алюминия, ферросплавов, свинца и цинка согласно приложению 6;

7) Методику по расчету поглощения парниковых газов в лесном хозяйстве согласно приложению 7.

8) Методику по расчету выбросов парниковых газов от добычи угля открытым и закрытым способом согласно приложению 8.

9) Методику по расчету выбросов парниковых газов от производства химической промышленности согласно приложению 9.

10) Методику расчетов выбросов парниковых газов от производства стекла, керамики и минеральных материалов согласно приложению 10.

2. Признать утратившими силу приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 13 сентября 2021 года № 371 "Об утверждении Методик по расчету выбросов и поглощения парниковых газов" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 24383).

3. Департаменту климатической политики и зеленых технологий Министерства экологии 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 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 и природных ресурсов Республики Казахстан сведений об исполнении мероприятий, предусмотренных подпунктами 1) и 2) настоящего пункта.

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

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

*Министр экологии
и природных ресурсов
Республики Казахстан*

З. Сулейменова

"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
Министр экологии
и природных ресурсов
Республики Казахстан
от 17 января 2023 года № 9

Методика по расчету выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов

Глава 1. Общие положения

1. Методика по расчету 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 выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов.

2. Расчет коэффициента выбросов двуокиси углерода (далее – CO_2) 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 понятия, которые используются в настоящей Методике:

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

2) субъект администрирования – оператор администрируемой установки;

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

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

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

6) субъект квотирования – оператор квотируемой установки;

7) оператор системы торговли углеродными единицами - подведомственная организация по регулированию выбросов парниковых газов уполномоченного органа в области охраны окружающей среды, обеспечивающая техническое и экспертное сопровождение государственного регулирования и международного сотрудничества в сфере выбросов и поглощений парниковых газов;

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

9) 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 экологическим законодательством Республики Казахстан.

Глава 2. Расчеты коэффициента выбросов CO_2 от сжигания горючих газов

5. Расчет выбросов CO_2 от сжигания горючих газов производится операторами установок с применением коэффициента выбросов, рассчитанного с помощью ЭРИ если иной метод определения коэффициента выбросов диоксида углерода не предусмотрен планом мониторинга выбросов парниковых газов Оператора установки и данных о массе (объеме) сожженного горючего газа, полученных в результате мониторинга в соответствии с Formой плана мониторинга выбросов парниковых газов, утвержденной приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК (

зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 27301) (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. При неопределяемых компонентах, состав газа консервативно принимается на основе этана. При этом ЭРИ производит автоматический перерасчет объемных долей в молярные доли. Сумма долей различных компонентов составляет 1.

Сноска. Пункт 7 - в редакции приказа Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

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. При отсутствии собственных данных, калорийность газа рассчитывается ЭРИ.

9. Показатель: Коэффициент выбросов CO₂ для горючего газа в ЭРИ:

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

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$EFDG_{i,y} = \frac{\sum(n_i \times (x_m/100) \times A_{wc})}{\sum(x_m/100) \times M_{wk}} \times \frac{44}{12} \times Of, \quad (1).$$

где:

$E_{FDG,i,y}$ – коэффициент выбросов, тонн CO₂/тонн сжигаемого газа;

n_i – количество атомов углерода i -го компонента газа;

X_m - молярная доля i -го компонента газа, определяется лабораторным путем в точках отбора проб согласно Плана мониторинга, проценты;

A_{wc} - атомный вес углерода;

M_{wk} - молекулярный вес i -го компонента газа,

44 – молярная масса CO_2 , килограмм/киломоль;

12-атомный вес углерода,

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 не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

10. При пересчете тонн CO_2 /тонн газа в тонны $CO_2/1000$ стандартные m_3 газа, оператор установки рассчитывает коэффициент выбросов следующим способом:

Показатель: Коэффициент выбросов CO_2 для горючего газа в ЭРИ:

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

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$EFDG, i, y = \frac{\sum(n_i \times (x_m/100) \times A_{wc})}{\sum(x_m/100) \times M_{wk}} \times \rho \text{ газа} \times \frac{44}{12} \times Of, \quad (2),$$

где:

$E_{FDG, i, y}$ – коэффициент выбросов (тонн $CO_2/1000m_3$ сжигаемого газа);

n_i – количество атомов углерода i -го компонента газа;

X_m - молярная доля i -го компонента газа, определяется лабораторным путем в точках отбора проб согласно Плана мониторинга, проценты;

A_{wc} - атомный вес углерода;

M_{wk} - молекулярный вес i -го компонента газа,

ρ - плотность рассчитываемого газа (смеси газов), состоящего из компонентов i , кг/ m^3 ;

44 – молярная масса CO_2 , килограмм/киломоль;

12 - атомный вес углерода,

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

При единице измерения - тонна, округление производится до трех цифр после запятой.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

11. Показатель: Молярная плотность компонента k

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

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$MW_k = \frac{\mu_k}{V}, \quad (3),$$

где:

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

μ_k – молярный вес компонента k, килограмм/киломоль;

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

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

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

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

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$d_k = \sum_k V_{DGj,k} \times MW_k, \quad (4),$$

где:

d_k – средневзвешенная плотность газа (смеси), состоящего из k компонентов, (килограмм/киломоль)/(стандартные метры³/киломоль);

$V_{DG,i,k}$ – 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/киломоль)/ (стандартные метры кубические/киломоль).

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

13. Компонентный состав газа регулярно определяется инструментальными методами в собственной производственной или независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

14. 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".

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

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

17. 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 CO_2 установки.

18. 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 CO

2 для природного газа, в соответствии с сопровождающей технической документацией, в которой они указаны в соответствии с настоящей Методикой при наличии информации по составу газа и его плотности.

18-1. Информацию по составу газа и его плотности оператор установки учитывает для каждой партии газа индивидуально, затем осуществляет суммирование полученных результатов и использует в расчетах усредненные показатели за отчетный период.

Сноска. Методика дополнена пунктом 18-1 в соответствии с приказом Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

19. 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 от добычи 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".

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

21. При невозможности измерения компонентного состава всех типов горючих газов от каждой установки и на каждом источнике выбросов CO_2 , существуют косвенные данные для определения выбросов CO_2 . К таким данным относятся плотность газов, теплотворная способность, массовая/объемная доля углерода в газе, согласно которым рассчитывается выбросы CO_2 .

22. При неполных данных для расчета коэффициента выбросов CO_2 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 CO_2 для природного газа в соответствии с пунктом 17 настоящей Методики;

для других горючих газов по умолчанию применяются значения плотности, доли углерода в газе и коэффициентов выбросов CO_2 , указанные в таблицах 1 и 2 приложения к настоящей Методике.

23. 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 марта года следующего за отчетным периодом

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$EF_{i,y(об.)} = P_{i,y \text{ изм.}} / P_{\text{табл.}} \times EF_{\text{табл.}(об.)}, \quad (5),$$

где:

$EF_{i,y(об.)}$ – 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;

$EF_{\text{табл.}(об.)}$ – 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 не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

24. Показатель: Массовый коэффициент выбросов CO₂

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

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$EF_{i,y \text{ масс.}} = EF_{i,y(об.)} / P_{i,y \text{ изм.}}, \quad (6),$$

где:

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

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

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

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

25. Показатель: Объемная теплотворная способность горючего газа

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

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

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

где:

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

$P_{i,y\text{ изм}}$ – 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;

$NCV_{\text{табл.}(об.)}$ – 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 не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

26. Показатель: Объемная доля углерода в газе

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

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$\mu_{i,y(\text{об.})} = P_{i,y \text{ изм.}}/P_{\text{табл}} \times \mu_{\text{табл}(\text{об.})}, \quad (8),$$

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, согласно таблице 2 приложения к настоящей Методике, килограмм/стандартные метры³;

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

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

27. Показатель: Массовая доля углерода в газе

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

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$\mu_{i,y(\text{масс.})} = \mu_{i,y(\text{об.})}/P_{i,y \text{ изм.}}, \quad (9),$$

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 не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

При наличии фактических данных только о низшей теплоте сгорания нефтезаводского газа, выбросы CO_2 определяются следующим образом:

28. Показатель: выбросы CO₂ от горючего газа

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

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E(\text{CO}_2) = EF_{J, \text{табл}} \times NCV_{i, y \text{ об.}}, \quad (10),$$

где:

$E(\text{CO}_2)$ – выбросы CO₂ от горючего газа (в частном случае нефтезаводского газа), тонн CO₂/1000 метров кубических.;

$EF_{J, \text{табл}}$ – табличное значение коэффициента выбросов CO₂, согласно таблице 2 приложения к настоящей Методике, тонн CO₂/терраджоули;

$NCV_{i, y}$ – низшая объемная теплота сгорания, согласно таблице 2 приложения к настоящей Методике, терраджоули /1000 метров кубических.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

29. Расчеты выбросов закиси азота и метана от стационарного сжигания газового топлива не производится ввиду несущественности.

Расчет выбросов закиси азота и метана факельного сжигания при добыче нефти и газа оператор установки осуществляет согласно Методики по расчету выбросов парниковых газов от добычи нефти и газа, разработанной в соответствии с пунктом 3 статьи 294 Кодекса.

30. При наличии производственных процессов, не включенных в настоящую Методику, оператор установки использует международные методики по расчету выбросов парниковых газов.

Приложение
к Методике по расчету выбросов
парниковых газов от сжигания
горючих газов

Таблица 1

Коэффициенты по умолчанию для горючих газов

Сноска. Таблица 1 - в редакции приказа Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

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°C p–101325 Pa
			масса углерода/масса газа	масса углерода/1000 метров кубический газа	масса CO ₂ /масса газа	масса CO ₂ /1000 метров кубический газа	масса CO ₂ /терраджоуль	
Коксовый	Производство кокса	0,45	0,5047	0,2271	1,8495	0,8323	48,0999	0,017303
Полукоксый	Производство полукокса из углей Шубаркольского разреза (спецкокс)	0,91	0,17	0,15	0,60	0,54	70,85	0,0076
Доменный газ	Выплавка передельного чугуна	1,30	0,2004	0,2605	0,7343	0,9545	217,6221	0,0044
Доменный газ	Выплавка литейного чугуна	1,30	0,1838	0,2389	0,6734	0,8754	189,377	0,0046
Конвенторный газ	Выплавка стали	1,40	0,3657	0,5120	1,3400	1,8760	194,7959	0,0096
Ферросплавный газ	Производство феррохрома	1,26	0,3589	0,4522	1,3151	1,6570	176,8031	0,0094
Ферросплавный газ	Производство силикомарганца	1,26	0,3811	0,4802	1,3965	1,7596	179,6387	0,0098
Ферросплавный газ	Производство ферросилиция	1,26	0,3621	0,4562	1,3267	1,6716	172,0869	0,000714
Ферросплавный газ	Производство ферромарганца	1,26	0,3927	0,4949	1,4391	1,8133	174,3199	0,011

Таблица 2

Табличные значения объемных показателей

Сноска. Таблица 2 - в редакции приказа Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Наименование газа	Источник газа/процесса	Плотность газа (при стандартных условиях)	Массовая/объемная доля углерода в газе		Коэффициент выбросов CO ₂ при сжигании газа			Низшая объемная теплота сгорания t _p -20°C p=101325 Pa
		килограмм/метр кубический	тонн углерода/тонн газа	тонн углерода/1000 метров кубических газа	тонн CO ₂ /тонн газа	тонн CO ₂ /1000 метров кубических	тонн CO ₂ /терраджоуль	терраджоуль/1000 метров кубических
		Rтабл	Mтабл (массовая доля)	Mтабл (объемная доля)	EFтабл (массовая)	EFтабл (объемная)	EFJтабл	NCVтабл (объемная)
Нефтезаводской газ	Установки первичной перегонки нефти (прямое использование топливного газа без обработки)	1,93	0,8184	1,5795	2,9987	5,7875	64,8686	0,089
Нефтезаводской газ	Сухой газ после газофракционирования и/или аминовой очистки	1,58	0,7998	1,2637	2,9307	4,6306	63,6540	0,073
Нефтезаводской газ	Термический крекинг мазута под давлением (вискрекинг)	1,89	0,8171	1,5443	2,9940	5,6586	64,7429	0,087
Нефтезаводской газ	Замедленное коксование	1,53	0,8068	1,2344	2,9562	4,5230	63,5517	0,071

Нефтезаводской газ	Каталитический крекинг (бензиновый, обычный режим)	1,99	0,8095	1,6110	2,9663	5,9029	65,364	0,09
Нефтезаводской газ	Каталитический реформинг (обычный режим)	1,87	0,8066	1,5084	2,9556	5,5270	64,9432	0,085
Нефтезаводской газ	Гидроочистка	1,44	0,8059	1,1605	2,9529	4,2522	62,9705	0,068
Отходящий ("кислый") газ	Отходящие газы установок сероочистки на факельное сжигание	1,45	0,0197	0,0285	0,0721	0,1045	5,0964	0,021
Попутный нефтяной газ	Сжигание в теплоагрегатах и на факелах высокого давления	1,13	0,7424	0,8389	2,7204	3,0740	61,3524	0,05
Попутный нефтяной газ	Сжигание на факелах низкого давления	1,36	0,7620	1,0363	2,7922	3,7974	62,5716	0,061

Приложение 2 к приказу
Министр экологии
и природных ресурсов
Республики Казахстан
от 17 января 2023 года № 9

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

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика по расчету 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 котельных.

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 и 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 Formой плана мониторинга выбросов парниковых газов квотируемой установки, представленной в приложении 1 к Правилам государственного регулирования в сфере выбросов и поглощений парниковых газов, утвержденных приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 27301) (далее – План мониторинга).

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

- расход натурального топлива по видам, маркам, месторождениям по фактическим данным установки за отчетный период, тонн топлива;

- содержание углерода на рабочую массу сжигаемого жидкого и твердого топлива по результатам анализа для каждого из видов, марок и месторождений топлива (доля тонн С/тонн топлива), тонн С/тонн топлива;

- потеря тепла с механической неполнотой сгорания жидкого и твердого топлива (либо содержание углерода в уносе (золе, шлаке)) с усреднением за рассматриваемый период, %;

- потеря тепла с химической неполнотой сгорания жидкого и твердого топлива с усреднением за рассматриваемый период, %;

- содержание углерода в шлаке, тонн С/тонн шлака;

- количество шлака, образованного за период z, тонн;

- удельная масса загрязняющих веществ, кг/н

- низшую теплоту сгорания рабочего топлива для каждого из видов, марок и месторождений топлива (твердого или жидкого), ТДж/тонн топлива.

Частота и периодичность анализа устанавливается оператором установки самостоятельно и фиксируется в Плане мониторинга.

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 об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

Глава 2. Расчеты выбросов парниковых газов от котлов ТЭС, ТЭЦ и котельных

6. Показатель: Суммарные выбросы парниковых газов при сжигании твердого и жидкого топлива.

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

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$M_{\text{ПГ.ОБЩ}} = M_{\text{ПГ.СО}_2} + M_{\text{ПГ.СН}_4} + M_{\text{ПГ.Н}_2\text{О}} \quad (1),$$

$M_{\text{ПГ.ОБЩ}}$

– суммарные выбросы парниковых газов при сжигании твердого, жидкого и газообразного топлива, тонн CO_2 - эквивалент;

$M_{\text{ПГ.СО}_2}$

- выбросы двуокиси углерода (далее - CO_2) при сжигании твердого и жидкого топлива, тонн CO_2 ;

$M_{\text{ПГ.СН}_4}$

– выбросы метана (далее – CH_4) при сжигании твердого и жидкого топлива в переводе на потенциал глобального потепления, тонн CO_2 - эквивалент;

$M_{\text{ПГ.Н}_2\text{О}}$

- выбросы закиси азота (далее – N_2O) при сжигании твердого и жидкого топлива в переводе на потенциал глобального потепления, тонн CO_2 - эквивалент.

Оператор установки рассчитывает суммарные выбросы парниковых газов в единицах измерения - тонн CO_2 – эквивалент, ввиду определения выбросов CH_4 и N_2O . Данная единица измерения суммирует выбросы CO_2 с выбросами CH_4 и N_2O .

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

Параграф 1. Расчеты выбросов CO₂ от котлов ТЭС, ТЭЦ и котельных для субъектов квотирования

7. Показатель: Выбросы CO₂ при сжигании твердого и жидкого топлива.

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой.

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$M_{\text{ПГ.СО}_2} = \sum b_{\text{Топливо.ТДж}} \times EF_{\text{Топл.СО}_2} \quad (2),$$

где:

$M_{\text{ПГ.СО}_2}$

- выбросы CO₂ при сжигании твердого и жидкого топлива, тонн CO₂;

$b_{\text{Топливо.ТДж}}$

- количество сожженного твердого или жидкого топлива за отчетный период, преобразованного в единицу энергии, ТДж. Показатель определяется в соответствии с пунктом 8 настоящей Методики.

$EF_{\text{Топл.СО}_2}$

- коэффициент выбросов CO₂ при сжигании твердого и жидкого топлива, тонн CO₂/ТДж. Показатель определяется в соответствии с пунктом 9 настоящей Методики.

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.

При указании расхода жидких видов топлива в объемных единицах, 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, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

При единице измерения - тонна, округление производится до трех цифр после запятой.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

8. Показатель: Количество сожженного твердого и жидкого топлива за отчетный период.

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой.

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$b_{\text{Топливо.ТДж}} = b_{\text{Топливо.тонн}} \times Q_t \times OF_{\text{Топл}} \quad (3),$$

где:

$b_{\text{Топливо.ТДж}}$

- количество сожженного твердого или жидкого топлива за отчетный период, преобразованного в единицу энергии, ТДж;

$b_{\text{Топливо.тонн}}$

- количество сожженного твердого или жидкого топлива в натуральном виде за отчетный период, тонн топлива;

Q_t - низшая теплота сгорания рабочего твердого и жидкого топлива, ТДж/тонн топлива.

Показатель предоставляется поставщиком топлива для каждой предоставленной партии и вида топлива (паспорт топлива), либо осуществляется анализ низшей теплоты сгорания твердого и жидкого топлива в собственной аттестованной производственной лаборатории, либо в независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса. При проведении анализов в лаборатории, частота и периодичность исследований устанавливаются оператором установки самостоятельно и фиксируется в подпункте 1 пункта 13 Плана мониторинга выбросов парниковых газов.

Субъект квотирования использует усредненный показатель низшей теплоты сгорания на рабочую массу твердого или жидкого топлива за рассматриваемый период.

Значение низшей теплоты сгорания рабочего твердого и жидкого топлива предоставляется поставщиком топлива в единицах измерения Ккал/кг и переводится в ТДж/тонн, округление производится до пятой цифры после запятой.

Субъект квотирования использует значение низшей теплоты сгорания рабочего твердого и жидкого топлива в соответствии с таблицей 1 приложения к настоящей Методике при расходе данного вида топлива не более 1 % от общего расхода топлива ТЭС, ТЭЦ и котельной.

О_{Гтопл}- коэффициент окисления топлива, доля.

Исходя из имеющихся данных, субъект квотирования рассчитывает коэффициент окисления топлива, используя один из нижеприведенных вариантов расчета, представленных в пункте 10 или пункте 11 настоящей Методики.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

9. Показатель: Коэффициент выбросов CO₂ при сжигании твердого и жидкого топлива.

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

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$EF_{\text{Топл. CO}_2} = \frac{C_{\text{Топл. углер. т}}}{Q_t} \times \frac{44}{12} \quad (4),$$

где:

EF_{Топл. CO₂} - коэффициент выбросов CO₂ при сжигании твердого и жидкого топлива, тонн CO₂/ТДж;

При определении коэффициента выбросов CO₂ округление производится до трех знаков после запятой.

C_{Топл. углер. т} - содержание углерода в топливе на рабочую массу (доля= тонн С/тонн топлива), тонн С/тонн топлива;

Субъект квотирования использует данные предоставленные поставщиком топлива о содержании углерода в твердом и жидком топливах на рабочую массу, либо осуществляется анализ содержания углерода в собственной производственной

лаборатории, либо в независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса либо определенный расчетным путем, через имеющиеся замеряемые показатели физико-химического состояния топлива в соответствии с Планом мониторинга.

Для определения содержания углерода в жидком топливе на рабочую массу в стандартных коммерческих видах жидкого топлива, субъект квотирования использует данные о содержании углерода, предоставленные поставщиком топлива. При отсутствии данных, предоставляемых поставщиком, субъект квотирования использует коэффициент выбросов CO_2 для жидкого топлива в соответствии с таблицей 1 приложения к настоящей Методике.

При проведении анализов в лаборатории, частота и периодичность исследований устанавливаются субъектом квотирования самостоятельно и фиксируется в Плане мониторинга.

Субъект квотирования использует усредненный показатель за рассматриваемый период.

При определении коэффициента выбросов CO_2 округление производится до трех знаков после запятой.

Q_t - низшая теплота сгорания рабочего твердого и жидкого топлива, ТДж/тонн топлива;

Показатель предоставляется поставщиком топлива для каждой предоставленной партии и вида топлива (паспорт топлива), либо осуществляется анализ низшей теплоты сгорания твердого и жидкого топлива в собственной аттестованной производственной лаборатории, либо в независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса. При проведении анализов в лаборатории, частота и периодичность исследований устанавливаются субъектом квотирования самостоятельно и фиксируется в Плане мониторинга. При отсутствии данных, предоставляемых поставщиком, субъект квотирования использует коэффициент низшей теплоты сгорания жидкого топлива в соответствии с таблицей 1 приложения к настоящей Методике.

Субъект квотирования использует усредненный показатель низшей теплоты сгорания на рабочую массу твердого или жидкого топлива за рассматриваемый период.

Значение низшей теплоты сгорания рабочего твердого и жидкого топлива предоставляется поставщиком топлива в единицах измерения Ккал/кг и переводится в ТДж/тонн, округление производится до пятой цифры после запятой.

- коэффициент пересчета углерода в углекислый газ.

Субъект квотирования использует значение коэффициента выбросов CO₂ согласно таблице 1 приложения к настоящей Методике при расходе данного вида топлива не более 1% от общего расхода топлива ТЭС, ТЭЦ и котельной.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

10. Показатель: Коэффициент окисления топлива (вариант а).

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

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$OF_{\text{топл}} = \frac{100 - q_4}{100} \times \frac{100 - q_3}{100} \quad (5a),$$

где:

$OF_{\text{топл}}$ - коэффициент окисления топлива, доля;

q_4 - потери тепла в следствии механической неполноты сгорания топлива твердого топлива, %.

Показатель рассчитывается в собственной аттестованной производственной лаборатории, либо в независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

Показатель определяется в соответствии с Методическим указаниям по составлению отчета электростанции о тепловой экономичности оборудования недожогом топлива в шлаках и уносе, замеренных в собственной производственной лаборатории, либо в независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

При расходе жидкого топлива равному или меньше 1 % от общего расхода топлива, показатель принимается равным нулю.

При отсутствии возможностей определения коэффициента потери тепла вследствие механической неполноты сгорания твердого и жидкого топлива, показатель принимается равным нулю.

q3- потери тепла в следствии химической неполноты сгорания топлива, %.

Показатель определяется в соответствии с Методическими указаниями по составлению отчета электростанции о тепловой экономичности оборудования, либо по нормативным энергетическим характеристикам котлов. При отсутствии данных показатель принимается равным нулю.

Субъект квотирования использует усредненный показатель потерь тепла вследствие механической неполноты сгорания твердого или жидкого топлива за рассматриваемый период.

При определении коэффициент окисления топлива, округление производится до четвертой цифр после запятой.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

Сноска. Пункт 10 - в редакции приказа Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

11. Показатель: Коэффициент окисления топлива (вариант б).

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой.

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$OF_{\text{Топл}} = 1 - \frac{C_{\text{ш.углер}}}{C_{\text{Топл.углер.z}}} \quad (5б),$$

где:

$OF_{\text{топл}}$ - коэффициент окисления топлива, доля;

$C_{\text{ш.углер}}$ - содержание углерода в уносе (золе, шлаке), получившегося за период z, тонн. Показатель рассчитывается по формуле, представленной в пункте 12 настоящей Методики.

$C_{\text{Топл.углер.z}}$ - содержание углерода в топливе, получившегося за период z, тонн.

Показатель рассчитывается по формуле, представленной в пункте 13 настоящей Методики.

При определении коэффициент окисления топлива, округление производится до четвертой цифры после запятой.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

12. Показатель: Содержание углерода в уносе (золе, шлаке)

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$C_{\text{ш.углер}} = C_{\text{ш}} \times b_{\text{ш.углер}}, \quad (6),$$

где:

$C_{\text{ш.углер}}$ - содержание углерода в уносе (золе, шлаке), получившегося за период z , тонн.

$C_{\text{ш}}$ - содержание углерода в шлаке, тонн C /тонн шлака. Показатель определяется субъектом квотирования на основе инструментальных замеров, на основе сторонних методов расчета, в собственной аттестованной производственной лаборатории, либо в независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

$b_{\text{ш.углер}}$ – количество шлака, образованного за период z , тонн. Показатель определяется оператором установки на основе инструментальных замеров, на основе сторонних методов расчета, в собственной аттестованной производственной лаборатории, либо в независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

13. Показатель: Содержание углерода в уносе (золе, шлаке)

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$C_{\text{Топл.углер.z}} = C_{\text{Топл.углер.t}} \times b_{\text{Топл.z}}, \quad (7),$$

где:

$C_{\text{Топл.углер.z}}$ - содержание углерода в топливе, получившегося за период z, тонн;

$C_{\text{Топл.углер.t}}$ - содержание углерода в топливе на рабочую массу, тонн С/тонн топлива. Показатель определяется собственной аттестованной производственной лабораторией, либо в независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

$b_{\text{Топл.z}}$ - расход топлива в натуральном виде за период z, тонн. Показатель определяется собственной аттестованной производственной лабораторией, либо в независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

14. При сжигании в котлах ТЭС, ТЭЦ и котельных отходов производства и иных видов топлива, доля которых в топливном балансе установки составляет менее одного процента, субъект квотирования использует принятые международные методики для расчета фактических объемов выбросов CO_2 от сжигания данных видов топлива (отходов). Сведения об использованных иных видах топлива отражаются в пункте 13 Плана мониторинга.

15. Показатель: Выбросы CO_2 от сжигания газообразного топлива.

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой.

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$M_{\text{ПГ.CO}_2} = \sum b_{\text{Топливо.ТДж}} \times EF_{\text{Топл.CO}_2} \quad (8),$$

где:

$M_{\text{ПГ.СО}_2}$

- выбросы СО_2 при сжигании газообразного топлива, тонн СО_2 ;

$b_{\text{Топливо.ТДж}}$

- количество сожженного газообразного топлива за отчетный период, преобразованного в единицу энергии, ТДж;

$EF_{\text{Топл.СО}_2}$

- коэффициент выбросов СО_2 при сжигании газообразного топлива, тонн $\text{СО}_2/\text{ТДж}$.

Расчет коэффициента выбросов СО_2 от сжигания газообразного топлива производится субъектом квотирования 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 субъектом квотирования самостоятельно либо в соответствии с договорами на закупку газообразного топлива стандартного качества от поставщиков и отражается в подпункте 1) пункта 13 Плана мониторинга.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

16. При наличии производственных процессов, не включенных в настоящую Методику, субъект квотирования использует международные методики по расчету выбросов парниковых газов.

Параграф 2. Расчеты выбросов парниковых газов от котлов ТЭС, ТЭЦ и котельных для субъектов администрирования

17. Субъект администрирования рассчитывает выбросы парниковых в соответствии с формулой, представленной в пункте 6 настоящей Методики.

18. Субъект администрирования рассчитывает выбросы СО_2 следующим образом:

Показатель: Выбросы СО_2 при сжигании твердого, жидкого и газообразного топлива.

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

2) источники информации: исходные данные субъекта администрирования в соответствии с настоящей Методикой.

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$M_{\text{ПГ.СО}_2} = \sum b_{\text{Топливо.тонн}} \times Q_t \times OF_{\text{топл}} \times EF_{\text{Топл.СО}_2} , \quad (9),$$

где:

$M_{\text{ПГ.СО}_2}$

- выбросы СО_2 при сжигании твердого и жидкого топлива, тонн СО_2 ;

$b_{\text{Топливо.тонн}}$

- количество сожженного твердого, жидкого и газообразного топлива за отчетный период, тонн;

$EF_{\text{Топл.СО}_2}$

- коэффициент выбросов СО_2 при сжигании твердого, жидкого и газообразного топлива, согласно таблице 1 приложения к настоящей Методике, тонн $\text{СО}_2/\text{ТДж}$

Q_t - низшая теплота сгорания рабочего твердого, жидкого и газообразного топлива, согласно таблице 1 приложения к настоящей Методике, ТДж/тонн топлива;

При наличии собственных данных субъекта администрирования, показатель предоставляется поставщиком топлива для каждой предоставленной партии и вида топлива (паспорт топлива), либо осуществляется анализ низшей теплоты сгорания твердого и жидкого топлива в собственной аттестованной производственной лаборатории, либо в независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

$OF_{\text{топл}}$ - коэффициент окисления топлива, доля.

Субъект администрирования рассчитывает показатель по формуле, представленной в пункте 10 настоящей Методики либо по формуле, указанной в пункте 11 настоящей Методики, исходя из имеющихся данных.

При отсутствии данных, показатель принимается равным 1.

При единице измерения - тонна, округление производится до трех цифр после запятой.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

19. Субъект администрирования рассчитывает выбросы CH_4 и N_2O в соответствии с формулой, представленной в пунктах 20, 21 настоящей Методики.

20. При наличии производственных процессов, не включенных в настоящую Методику, субъект администрирования использует международные методики по расчету выбросов парниковых газов.

Параграф 3. Расчеты выбросов CH_4 и N_2O от котлов ТЭС, ТЭЦ и котельных

21. Показатель: Выбросы

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

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$M_{\text{ПГ.}\text{CH}_4} = \sum b_{\text{Топливо.тонн}} \times Q_t \times OF_{\text{ТОПЛ}} \times EF_{\text{ТОПЛ.}\text{CH}_4} \times GWP_{\text{CH}_4.\text{CO}_2\text{ЭКВ}} \quad (10),$$

где:

$M_{\text{ПГ.}\text{CH}_4}$

- выбросы CH_4 при сжигании твердого и жидкого топлива (для субъектов администрирования твердого, жидкого и газообразного), тонн CO_2 - эквивалент;

$b_{\text{Топливо.тонн}}$

- количество сожженного твердого или жидкого (для субъектов администрирования твердого, жидкого и газообразного) топлива за отчетный период,

$EF_{\text{ТОПЛ.}\text{CH}_4}$

- коэффициент выбросов CH_4 при сжигании твердого и жидкого (для субъектов администрирования твердого, жидкого и газообразного) топлива, согласно таблицам 2, 3 приложения к настоящей Методике, тонн $\text{CH}_4/\text{ТДж.}$;

Q_t - низшая теплота сгорания рабочего твердого и жидкого топлива (для субъектов администрирования твердого, жидкого и газообразного), ТДж/тонн топлива. Показатель предоставляется поставщиком топлива для каждой предоставленной партии и вида топлива (паспорт топлива) или осуществляется анализ низшей теплоты сгорания твердого и жидкого топлива в собственной аттестованной производственной лаборатории, либо в независимой лаборатории, аккредитованной в порядке,

установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса. При проведении анализов в лаборатории, частота и периодичность исследований устанавливаются субъектом квотирования самостоятельно и фиксируется в Плане мониторинга. При отсутствии данных показатель принимается согласно таблице 1 приложения к настоящей Методике, ТДж/тонн топлива;

$OF_{\text{топл}}$ - коэффициент окисления топлива, рассчитываемый в соответствии с пунктом 10 либо пунктом 11 настоящей Методики при наличии имеющихся данных. При отсутствии данных, показатель принимается равным 1.

Субъекты квотирования используют коэффициент выбросов N_2O согласно таблице 3 Методики в зависимости от вида топлива и типа используемого оборудования.

Субъекты администрирования используют коэффициент выбросов N_2O согласно таблице 2 Методики в зависимости от вида топлива и типа используемого оборудования.

При отсутствии подходящих коэффициентов выбросов N_2O в таблицах 2,3 настоящей Методики, используются значения коэффициентов выбросов N_2O выбранные по принципу схожести агрегатного состояния и использования схожего типа оборудования и технологии сжигания.

$GWP_{CH_4, CO_2 экв}$

– коэффициент потенциала глобального потепления для метана, тонн CO_2 - эквивалент/тонн CH_4 . Показатель определяется в соответствии с пунктом 3 статьи 282 Кодекса и публикуется на официальном интернет ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

Сноска. Пункт 21 - в редакции приказа Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

22. Показатель: Выбросы N_2O

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

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$M_{\text{ПГ.N}_2\text{O}} = \sum b_{\text{Топливо.тонн}} \times Q_t \times \text{OF}_{\text{топл}} \times \text{EF}_{\text{Топл.N}_2\text{O}} \times \text{GWP}_{\text{N}_2\text{O.CO}_2\text{экв}} \quad (11),$$

где:

$M_{\text{ПГ.N}_2\text{O}}$

- выбросы N_2O при сжигании твердого и жидкого топлива (для субъектов администрирования твердого, жидкого и газообразного), тонн CO_2 - эквивалент;

$b_{\text{Топливо.тонн}}$

- количество сожженного твердого или жидкого (для субъектов администрирования твердого, жидкого и газообразного) топлива за отчетный период, тонн;

Q_t - низшая теплота сгорания рабочего твердого и жидкого топлива (для субъектов администрирования твердого, жидкого и газообразного), ТДж/тонн топлива. Показатель предоставляется поставщиком топлива для каждой предоставленной партии и вида топлива (паспорт топлива), либо осуществляется анализ низшей теплоты сгорания твердого и жидкого топлива в собственной аттестованной производственной лаборатории, либо в независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса. При проведении анализов в лаборатории, частота и периодичность исследований устанавливаются субъектом квотирования самостоятельно и фиксируется в Плане мониторинга. При отсутствии данных показатель принимается согласно таблице 1 приложения к настоящей Методике, ТДж/тонн топлива;

$\text{OF}_{\text{топл}}$ - коэффициент окисления топлива, рассчитываемый в соответствии с пунктом 10 либо пунктом 11 настоящей Методики при наличии имеющихся данных. При отсутствии данных, показатель принимается равным 1.

$\text{EF}_{\text{Топл.N}_2\text{O}}$

- коэффициент выбросов N_2O при сжигании твердого и жидкого (для субъектов администрирования твердого, жидкого и газообразного) топлива, согласно таблицам 2, 3 приложения к настоящей Методике тонн N_2O /ТДж;

Субъекты квотирования используют коэффициент выбросов N_2O согласно таблице 3 Методики в зависимости от вида топлива и типа используемого оборудования.

Субъекты администрирования используют коэффициент выбросов N₂O согласно таблице 2 Методики в зависимости от вида топлива и типа используемого оборудования.

При отсутствии подходящих коэффициентов выбросов N₂O в таблицах 2,3 настоящей Методики, используются значения коэффициентов выбросов N₂O выбранные по принципу схожести агрегатного состояния и использования схожего типа оборудования и технологии сжигания.

$GWP_{N_2O,CO_2 экв}$

- коэффициент потенциала глобального потепления для оксида азота, тонн CO₂ - эквивалент/тонн N₂O. Показатель определяется в соответствии с пунктом 3 статьи 282 Кодекса и публикуется на официальном интернет ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

Сноска. Пункт 22 - в редакции приказа Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Приложение
к Методике по расчету
выбросов парниковых газов
от ТЭЦ, ТЭС и котельных

Таблица 1

Сноска. Таблица 1 - в редакции приказа Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Наименование типа топлива	Значение низшей теплотворной способности (Низшая Теплота Сгорания) по умолчанию (ТДж/тонн)	Эффективный коэффициент выбросов CO ₂ по умолчанию, (тонн /ТДж)
Сырая нефть	0,0423	73,3
Оримумльсия	0,0275	77
Сжиженный природный газ	0,0442	64,2
Бензин	Автомобильный бензин	0,0443
	Авиационный бензин	0,0443
	Бензин для реактивных двигателей	0,0443

Керосин для реактивных двигателей		0,0441	71,5
Другие виды керосина		0,0438	71,9
Сланцевое масло		0,0381	73,3
Газойль/Дизельное топливо		0,043	74,1
Топочный мазут		0,0404	77,4
Сжиженный нефтяной газ		0,0473	63,1
Этан		0,0464	61,6
Нафта		0,0445	73,3
Битум		0,0402	80,7
Смазочные материалы		0,0402	73,3
Нефтяной кокс		0,0325	97,5
Сырье нефтепереработки		0,043	73,3
Прочие	Нефтяной газ	0,0495	57,6
нефтепродукты	Твердые парафины	0,0402	57,6
	Уайт-спирит и СОТК	0,0402	73,3
	Другие нефтепродукты	0,0402	73,3
Антрацит		0,0267	98,3
Коксующийся уголь		0,0282	94,6
Другие виды битуминозного угля		0,0258	94,6
Полубитуминозный уголь		0,0189	96,1
Лигнит		0,0119	101
Горючий сланец и битуминозные пески		0,0089	107
Брикетированный бурый уголь		0,0207	97,5
Патентованное топливо		0,0207	97,5
Кокс	Печной и лигнитовый кокс	0,0282	107
	Газовый кокс	0,0282	107
Каменноугольный деготь		0,028	80,7
Производные газы	Заводской газ	0,0387	44,4
	Коксовый газ	0,0387	44,4
	Доменный газ	0,00247	260
	Газ кислородных сталеплавильных печей	0,00706	182
Природный газ		0,048	56,1
Бытовые отходы (небиологические фракции)		0,01	91,7
Промышленные отходы		не применимо	143
Нефтяные отходы		0,0402	73,3
Торф		0,00976	106
Твердое биотопливо	Древесина/древесные отходы	0,0156	112
	Щелок (Черный щелок)	0,0118	95,3

	Прочие типы твердых первичных биомасс	0,0116	100
	Древесный уголь	0,0295	112
Жидкое	Биобензин	0,027	70,8
биотопливо	Био-дизтопливо	0,027	70,8
	Другие виды жидкого биотоплива	0,0274	79,6
Биогаз	Газ из органических отходов	0,0504	54,6
	Канализационный газ	0,0504	54,6
	Другие биогазы	0,0504	54,6
Другие виды не ископаемое	Бытовые отходы (фракция биомассы)	0,0116	100

Таблица 2

Коэффициенты выбросов из утилитарных источников

Сноска. Таблица 2 - в редакции приказа Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Основная технология	Конфигурация	Коэффициенты ¹ выбросов (тонн/ГДж подводимой энергии)	
		CH ₄	N ₂ O
Жидкие виды топлива			
Котлы на топочном мазуте/сланцевом масле	Нормальное сжигание	г 0,0008	0,0003
	Тангенциальное сжигание	г 0,0008	0,0003
Котлы на газойле/дизельном топливе	Нормальное сжигание	0,0009	0,0004
	Тангенциальное сжигание	0,0009	0,0004
Большие дизельные двигатели >600л.с. (447кВт)		0,004	NA
Твердые виды топлива			
Котлы, сжигающие распыленный битум	Сухое дно, пристенное сжигание	0,0007	г 0,0005
	Сухое дно, тангенциальное сжигание	0,0007	г 0,0014
	Мокрое дно	0,0009	г 0,0014
Котлы с механической загрузкой и распределением битума	С повторной загрузкой и без	0,001	г 0,0007
Топка с битумным псевдооживленным слоем	Циркулирующий слой	0,001	г 0,061
	Кипящий слой	0,001	г 0,061
Битумная циклонная печь		0,0002	0,0016

Лигнитовая топка с псевдоожиженным слоем при атмосферном давлении		NA	r 0,071
Природный газ			
Котлы		r 0,001	0,001
Газовые турбины > 3 МВт		r 0,004	n 0,001
Большие двухтопливные двигатели		r 0,285	NA
Установка комбинр. цикла		r 0,001	n 0,003
Торф			
Топка с псевдоожиженным слоем	Циркулирующий слой	n 0,003	0,007
	Кипящий слой	n 0,003	0,003
Биомасса			
Котлы на древесине/древесных отходах		n 0,011	n 0,007
Утилизационные котлы на древесине		n 0,001	n 0,001
Примечание: NA - данные отсутствуют			
n - указывает на новый коэффициент выбросов, который не был представлен в Руководящих указаниях МГЭИК 1996 г.			
r - указывает на коэффициент выбросов, который был пересмотрен после выхода Руководящих указаний МГЭИК 1996 г.			

Таблица 3

Коэффициенты выбросов из промышленных источников

Сноска. Таблица 3 - в редакции приказа Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Основная технология	Конфигурация	Коэффициенты ¹ выбросов (тонн/ТДж подводимой энергии)	
		CH ₄	N ₂ O
Жидкие виды топлива			
Котлы на топочном мазуте		0,003	0,0003
Котлы на газойле/дизельном топливе		0,0002	0,0004
Большие стационарные дизельные двигатели > 600л.с. (447кВт)		r 0,004	NA
Котлы на сжиженном нефтяном газе		n 0,0009	n 0,004

Твердые виды топлива			
Другие битумные/полубитумные котлы с механической загрузкой сверху		0,001	r 0,0007
Другие битумные/полубитумные котлы с механической загрузкой снизу		0,014	r 0,0007
Другие битумные/полубитумные котлы на распыленном топливе	Сухое дно, пристенное сжигание	0,0007	r 0,0005
	Сухое дно, тангенциальное сжигание	0,0007	r 0,0014
	Мокрое дно	0,0009	r 0,0014
Другие битумные котлы с мех. загрузкой и распределением		0,001	r 0,0007
Другие битумные/полубитумные топки с псевдоожиженным слоем	Циркулирующий слой	0,001	r 0,061
	Кипящий слой	0,001	r 0,061
Природный газ			
Котлы		r 0,001	n 0,001
Газовые турбины ¹ > 3 МВт		r 0,004	0,001
Поршневые двигатели на природном газе ²	2-тактные, обедненная смесь	r 0,693	NA
	4-тактные, обедненная смесь	r 0,597	NA
	4-тактные, обогащенная смесь	r 0,110	NA
Биомасса			
Котлы на древесине/древесных отходах		n 0,011	n 0,007
Примечание:			
1 Коэффициент получен по установкам, работающим только на высоких нагрузках (80 %).			
2 Большинство работающих на газе поршневых двигателей используется в газовой промышленности, в компрессорных установках трубопроводов и хранилищ, и на газоперерабатывающих заводах.			
NA - данные отсутствуют			
n - указывает на новый коэффициент выбросов, который не был представлен в Руководящих указаниях МГЭИК 1996 г.			
r - указывает на коэффициент выбросов, который был пересмотрен после выхода Руководящих указаний МГЭИК 1996 г.			

Приложение 3 к приказу
Министр экологии
и природных ресурсов
Республики Казахстан
от 17 января 2023 года № 9

Методика по расчету выбросов парниковых газов от добычи нефти и газа

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика по расчету выбросов парниковых газов от добычи 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 добычи нефти и газа.

2. В Методике используются следующие термины и определения:

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

2) субъект администрирования – оператор администрируемой установки;

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

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

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

6) субъект квотирования – оператор квотируемой установки;

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

8) оператор системы торговли углеродными единицами - подведомственная организация по регулированию выбросов парниковых газов уполномоченного органа в области охраны окружающей среды, обеспечивающая техническое и экспертное сопровождение государственного регулирования и международного сотрудничества в сфере выбросов и поглощений парниковых газов;

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

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

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

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

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

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

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

Глава 2. Расчеты выбросов парниковых газов от добычи нефти и газа

4. Показатель: Суммарные выбросы парниковых газов установки

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой.

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{\text{total}} = E_{\text{добыча}} + E_{\text{gas, COMB}, y} + E_{\text{liq, COMB}, y} + E_{\text{flare}, y} + E_{\text{fugitive}, y} + E_{\text{technical fugitive}, y} + E_{\text{engine process}} + E_{\text{technic process}}$$

где:

$E_{\text{добыча}}$ – суммарные годовые выбросы CO_2 эквивалент от процесса добычи, в году y , тонн CO_2 -эквивалент;

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;

$E_{\text{flare}, y}$ – суммарные выбросы CO_2 от сжигания попутного нефтяного газа и другие виды газообразного топлива на факеле, тонн CO_2 эквивалент;

$E_{\text{fugitive}, y} + E_{\text{technical fugitive}, y}$

– суммарные годовые выбросы CH₄ от утечек и аварийных сбросов на производственной площадке (месторождении) i для года y, тонн CO₂-эквивалент;

$E_{\text{fugitive,y}}^{\text{technical}}$

– суммарные годовые выбросы CO₂ и от горения топливного газа на дежурных горелках, тонн CO₂-эквивалент;

$E_{\text{process}}^{\text{engine}}$

- суммарные годовые выбросы CH₄ от транспортировки нефти и газа, тонн CO₂-эквивалент

$E_{\text{process}}^{\text{technic}}$

- суммарные годовые выбросы CH₄ при продувке факельных коллекторов, технических остановках, запусках и других процессах, тонн CO₂-эквивалент.

При единице измерения - тонна, округление производится до двух цифр после запятой.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

Однако, оператор установки использует расчеты показателей согласно нижеприведенным пунктам настоящей Методики, исходя из применимости показателей относительно специфики процесса производства добычи нефти и газа.

Сноска. Пункт 4 - в редакции приказа Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

5. Показатель: Общие годовые выбросы парниковых газов от сжигания газообразного топлива

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой.

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{\text{gas, COMB,y}} = E_{\text{gas,j,y}} + E_{\text{gas,d,y}} \quad (2),$$

где:

$E_{\text{gas,COMB},y}$ – суммарные годовые выбросы CO_2 от сжигания газообразных видов топлива (природного газа, попутного нефтяного газа, газлифтного газа, сухого газа) в году y , тонн CO_2 -эквивалент;

$E_{\text{gas},j,y}$ – выбросы от сжигания попутного нефтяного газа в году y , тонн CO_2 -эквивалент;

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

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

6. Показатель: Выбросы от сжигания попутного нефтяного газа

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой.

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{\text{gas},j,y} = \sum_i FC_{\text{DG},i,y,\text{GF}} \times EF_{\text{DG},i,y}, \quad (3),$$

где:

$E_{\text{gas},j,y}$ – выбросы от сжигания ПНГ в году y , тонн CO_2 ;

$FC_{\text{DG},i,y,\text{GF}}$ – потребление ПНГ для месторождения i в году y , стандартные метры кубические;

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

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

7. Количество потребленного попутного нефтяного газа определяется двумя методами: расчетным методом и методом прямых измерений количества, извлеченного попутного нефтяного газа.

Расчетный метод применяется следующим образом:

7.1. Показатель: Общее потребление попутного нефтяного газа на установке

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой.

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$FC_{DG,i,y,GF} = \sum_{i,n} (FP_{oil,m} \times GOR_{i,n}) - FC_{DG,i,y,import} - FC_{comeback} - FC_{flare}, \quad (4),$$

где:

$FC_{DG,i,y,GF}$ – потребление попутного нефтяного газа для месторождения i в году y , стандартные метры кубические;

$FP_{oil,m}$ – 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;

$FC_{DG,i,y,import}$ – количество попутного нефтяного газа, идущего на установку подготовки газа, стандартные метры кубические;

$FC_{comeback}$ – объем обратно закаченного попутного газа в пласт;

FC_{flare} - объем газа сожженного в факелах, согласно пункту 23 настоящей методики.

Величина газового фактора определяется с применением одного из нижеприведенных подходов:

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

7.2. Подход по средневзвешенному газовому фактору.

Показатель: Газовый фактор

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой.

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$GOR_{i,n} = \frac{\sum_m (GOR_m \times FP_{oil,m})}{\sum_m FP_{oil,m}}, \quad (4.1),$$

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;

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

m – индекс, обозначающий соответствующий горизонт.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

7.3. Подход по консервативному значению газового фактора

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

Расчетный метод применяется при превышении значения давления насыщения нефти газом значением пластового давления нефти.

7.4. Метод прямых измерений количества, извлеченного попутного нефтяного газа.

Данные о скважинной добыче попутного нефтяного газа основываются на регулярных измерениях количества попутного нефтяного газа 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 попутного нефтяного газа, полученном на ступенях сепарации, основываются на показаниях приборов учета попутного нефтяного газа, прибора расхода газа печами при наличии автоматизированного учета как данных о расходе попутного нефтяного газа, так и данных о давлении попутного нефтяного газа и работе предохранительных клапанов технологических установок.

Для месторождений, добывающих более 3 миллионов стандартных метров кубических попутного нефтяного газа, 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 попутного нефтяного газа. Особое внимание уделяется месторождениям, у которых пластовое давление нефти меньше давления насыщения нефти газом, поскольку проектное значение газового фактора не является стабильным фактором.

8. При превышении отклонения от стандартного значения более 20 процентов, осуществляются инструментальные замеры количества выделяемого попутного нефтяного газа на ступенях сепарации в присутствии представителя органа по валидации и верификации.

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

10. Коэффициент выбросов CO_2 для попутного нефтяного газа рассчитывается в соответствии с ЭРИ, исходя из его компонентного состава.

11. Компонентный состав попутного нефтяного газа 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 попутного нефтяного газа.

12. Показатель: Выбросы от сжигания других видов газообразного топлива

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой.

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{\text{gas,d,y}} = \sum_d \sum_i FC_{d,i,y} \times EF_{d,y}, \quad (5),$$

где:

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

$FC_{d,i,y}$ – суммарное потребление других видов газообразного топлива для месторождения i в году y , стандартные метры кубические;

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

Расчет выбросов метана и закиси азота осуществляется с применением коэффициентов по умолчанию, приведенных в Методике по расчету выбросов парниковых газов от котлов тепловых электростанций, теплоэлектроцентралей и котельных, разработанной в соответствии с пунктом 3 статьи 294 Кодекса.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

13. При расчете выбросов парниковых газов для других видов газообразного топлива, учитывается количество газообразного топлива, потребляемого для производства тепловой, механической 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.

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, поставленного третьей стороной (импортированного).

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

15. Показатель: Общие годовые выбросы парниковых газов от стационарного сжигания жидкого топлива (собственной выработки и импортного) на установке (применяется также, для расчета эмиссий на установках подогрева нефти или котельных).

- 1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 марта года следующего за отчетным периодом.
- 2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой.
- 3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{liq,COMB,y} = \sum_i \sum_p FC_{liq,p} \times NCV_{liq,p,y} \times EF_{liq,p,y}, \quad (6),$$

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, с учетом типа топлива;

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

$EF_{liq,p,y}$ – коэффициент выбросов жидкого топлива типа p в году y , тонн CO_2 /терраджоуль.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

16. Количество жидкого топлива, потребленного тепло - и/или электрогенерирующим стационарным оборудованием на производственных площадках, определяется на основе прямых измерений расходомерами топлива. При 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.

17. Для получения теплотворной способности жидкого топлива, проводится лабораторный анализ теплотворной способности для такого топлива в собственной производственной лаборатории или в независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

18. При отсутствии данных используются коэффициент теплотворной способности жидких видов топлив согласно таблице 1 приложения к настоящей Методике

19. Регулярность анализа теплотворной способности определяется по историческим данным за два последних года. При отсутствии данных, частота и периодичность исследований (анализа) устанавливаются оператором установки самостоятельно и фиксируются в Плане мониторинга выбросов парниковых газов в подпункте 1) пункта 13.2 Плана мониторинга при вкладе по потреблению нестандартного топлива менее 5 % от топливного баланса установки.

При вкладе по потреблению нестандартного топлива более 5% порога, от топливного баланса установки то регулярность анализа теплотворной способности определяется следующим образом:

1) вклад по потреблению нестандартного топлива от 5 до 15 % от топливного баланса установки: анализ проводится один раз в месяц;

2) вклад по потреблению нестандартного топлива больше 15 % от топливного баланса установки: анализ проводится один раз в неделю.

Топливным балансом установки является весь объем сжигаемого топлива в тоннах источниками установки для производства тепловой энергии или электроэнергии.

20. Для получения коэффициента выбросов парниковых газов для жидких топлив, проводится лабораторный анализ содержания углерода в топливе в собственной

производственной лаборатории или в независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

Регулярность анализа содержания углерода в топливе эквивалентна регулярности анализа теплотворной способности.

При отсутствии данных используются коэффициент выбросов парниковых газов жидких видов топлив согласно таблице 1 приложения к настоящей Методике.

21. Показатель: Выбросы от сжигания жидкого топлива на передвижных источниках

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой.

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{\text{liq, COMB}}^{\text{periodical}} = \sum_i \sum_p (FC_{p,i,y}^{\text{periodical}}) \times 10^{-3} \times \rho_{p,y} \times NCV_{p,y} \times EF_{p,y}, \quad (7),$$

где:

$E_{\text{liq, COMB}}^{\text{periodical}}$

– выбросы от сжигания жидкого топлива на передвижных источниках, тонн CO₂;

$FC_{p,i,y}^{\text{periodical}}$

– потребление жидкого топлива p на сжигание в рамках производственной площадки i в году u , тонн;

$NCV_{p,y}$ – теплотворная способность жидкого топлива p в году u , согласно пунктам 17 и 18 настоящей Методики, мегаджоуль/килограммы;

$EF_{p,y}$ – коэффициент выбросов жидкого топлива p в году u , согласно пункту 20 настоящей Методики, тонн CO₂/мегаджоуль;

$\rho_{p,y}$ – плотность жидкого топлива;

Данные по плотности принимаются по результатам собственной производственной лаборатории или независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

При отсутствии данных о теплотворной способности жидкого топлива и коэффициента выбросов парниковых газов, определенной лабораторным путем используются коэффициент теплотворной способности жидких видов топлив согласно таблице 1 приложения к настоящей Методике

Расчет выбросов CH_4 и N_2O от сжигания жидких видов топлива производится согласно методике расчетов выбросов парниковых газов от котлов тепловых электростанций, теплоэлектроцентралей и котельных.

21-1. Выбросы от сжигания жидкого топлива на передвижных источниках, которые являются частью установки учитывать, как стационарные согласно пункту 15 настоящей Методики;

Сноска. Методика дополнена пунктом 21-1 в соответствии с приказом Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

22. При применении факельного сжигания ПНГ или других видов газообразного (горючего) топлива в пределах границ месторождения, выбросы CO_2 от факельного сжигания рассчитываются следующим образом:

Показатель: выбросы CO_2 от факельного сжигания:

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{\text{flare},y} = \sum_i FC_{\text{flare},i,y} \times EF_{\text{DG,flare},i,y} \times OF \quad (8),$$

где:

$E_{\text{flare},y}$ – выбросы CO_2 от сжигания ПНГ и других видов газообразного топлива на факеле, тонн CO_2 .

$FC_{\text{flare},i,y}$ – количество ПНГ и д и других видов газообразного топлива сжигаемого на факеле на производственной площадке i в году y , стандартные метры кубические;

$E_{FDG,flare,i,y}$ – коэффициент выбросов CO_2 для ПНГ и других видов газообразного топлива сжигаемого на факеле на производственной площадке i в году y , тонн CO_2 /стандартные метры кубические ПНГ, рассчитывается в соответствии с ЭРИ.

OF – коэффициент окисления при сжигании газа на факеле, равный 0,995.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

23. Расчет выбросов CH_4 от утечек и аварийных сбросов попутного нефтяного газа с установок производится на основании данных отчетности об утечках/аварийных и прочих сбросах, содержащих сведения об объемах сброса.

Показатель: Годовые выбросы CH_4 от утечек и аварийных сбросов

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой.

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{fugitive,y,i,CH_4} = FP_{DG,i,y,GF} \times M_{DG,i,y,CH_4} \times GWP_{CH_4}, \quad (9),$$

где:

$E_{fugitive,y,i,CH_4}$

– годовые выбросы CH_4 от утечек и аварийных сбросов на месторождении i для года y , тонн CO_2 -эквивалент;

$FP_{DG,i,y,GF}$

– объем утечки с учетом плотности газа на месторождении, стандартные метры кубические в году y , тонн,

M_{DG,i,y,CH_4}

– содержание CH_4 в попутном нефтяном газе на месторождении i в году y , %;

GWP_{CH_4}

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

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

23-1. В случае отсутствия инструментальных замеров по утечкам на установке, данные выбросы от утечек оператор установки рассчитывает согласно по международным методологиям по расчету выбросов парниковых газов с использованием коэффициентов для развитых стран со средним значением диапазона.

Сноска. Методика дополнена пунктом 23-1 в соответствии с приказом Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

24. На установке в ходе осуществления промышленных процессов с нефтью происходят технологические (продувочные) выбросы попутного нефтяного газа с объектов нефтедобычи в атмосферу. Попутный нефтяной газ и газлифтный газ, согласно данным об их компонентном составе, содержат 70 - 90 % CH₄.

По известному объему выбросов попутного нефтяного газа, выбросы CH₄ рассчитываются следующим образом:

Показатель: суммарные годовые выбросы CH₄ от технологических потерь попутного нефтяного газа (за исключением сжигания на факелах):

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой.

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{\text{fugitive},y}^{\text{technical}} = \left(\sum_i Q_{\text{fugitive},i,y}^{\text{technical}} \times M_{\text{DG},i,\text{CH}_4} \times \frac{16}{22,4} \times \text{GWP}_{\text{CH}_4} \right) \times 10^{-3} \quad (10),$$

где:

$E_{\text{fugitive},y}^{\text{technical}}$

– суммарные годовые выбросы CH₄ от технологических потерь попутного нефтяного газа, тонн CO₂-эквивалент;

$\sum_i Q_{\text{fugitive},i,y}^{\text{technical}}$

– суммарные технологические потери попутного нефтяного газа на месторождении i в году y , стандартные метры кубические;

16 – молекулярная масса CH_4 , килограмм/киломоляр;

22,4 – объем 1 моля газа при стандартных условиях, ст.м³/Кмоль;

$M_{\text{DG},i,\text{CH}_4}$

– молярная доля CH_4 в газе;

GWP_{CH_4}

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

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

При внедрении и использовании программы мониторинга по контролированию утечек от неорганизованных источников выбросов парниковых газов посредством проведения инструментальных замеров на установке, допускается использование результатов мониторинга и фактических измерений метана от утечек.

Метод мониторинга и отчетности определяется внутренними процедурами установки и (при наличии) собственными методиками, согласованными с уполномоченным органом.

25. При отсутствии возможности метода определения выбросов CO_2 при добыче нефти и газа, оператор установки использует альтернативный метод определения выбросов парниковых газов при удалении газа в отрасли добычи нефти и газа -метод баланса масс.

Показатель: Объем выбросов CO_2 при добыче нефти и газа

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой.

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$E_{\text{venting}} = \text{GOR} \times Q_{\text{нефть/газ}} \times (1 - \text{CE}) \times (1 - X_{\text{сож в факел}}) \times M_{\text{газ}} \times Y_{\text{газ}} \times 42.3 \times 10^{-6}$, (11),

где:

E_{venting} - объем выбросов парниковых газов при добыче нефти и газа, тысяч тонн;

GOR - среднее соотношение газ-нефть, м³/м³, для газа равен 1;

Qнефть/газ – общее годовое производство нефти или газа, $10^3 \text{ м}^3/\text{год}$;

CE - коэффициент эффективности консервации газа либо соотношение количества утечек к количеству добытого газа, в пределах от 0 % до 10 %;

$X_{\text{сож}}$ в факел - доля газа, сожженного в факелах;

$M_{\text{газ}}$ - молекулярный вес газа равный 44,011 для CO_2 или 16,043 для CH_4 ;

$Y_{\text{газ}}$ – молярная или объемная доля CO_2 или CH_4 в составе попутного или иного газа;

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

25-1. В случае отсутствия инструментальных замеров при добыче нефти и газа на установке, данные выбросы от утечек оператор установки рассчитывает согласно по международным методологиям по расчету выбросов парниковых газов с использованием коэффициентов для развитых стран со средним значением диапазона.

Сноска. Методика дополнена пунктом 25-1 в соответствии с приказом Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

26. Расчет выбросов N_2O и остатков CH_4 от факельного сжигания при добыче нефти и газа оператор установки не осуществляет в виду незначительного присутствия этих газов. Однако, при необходимости таких данных, оператор установки осуществляет расчет следующим образом:

Показатель: выбросы N_2O и остатков CH_4 от факельного сжигания при добыче нефти и газа

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{\text{flare},y} = \sum_i FC_{\text{flare},i,y} \times \text{NCV}_{i,y} \times \text{OK}, \quad (12),$$

где:

$E_{\text{flare},y}$ – выбросы N_2O или CH_4 от сжигания попутного нефтяного газа на факеле, тонны;

$FC_{\text{flare},i,y}$ – количество попутного нефтяного газа, утилизируемого на факеле на производственной площадке i в году y , стандартные метры кубические;

$NCV_{i,y}$ – теплотворная способность утилизируемого на факеле газа на производственной площадке i в году y , терраДжоуль/м³;

ОК – коэффициент образования N₂O или CH₄ (для N₂O = 0,0001 тонн/ТДж; для CH₄ = 0,001 тонн/ТДж).

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

27. При наличии производственных процессов, не включенных в настоящую Методику, субъект квотирования использует международные методики по расчету выбросов парниковых газов.

Глава 3. Расчет выбросов метана при транспортировке газа

28. Технологические потери газа являются неизбежными и связаны с принятой схемой и технологией транспортировки газа, также обусловлены степенью совершенства технологии и качеством оборудования.

Расчет технологических потерь при транспортировке газа производится оператором установки согласно утвержденным стандартам, принятым на установке по транспортировке газа, в рамках методик расчета норм расхода газа на собственные нужды и технологические потери при транспортировке газа по магистральным газопроводам и хранении газа в подземных газохранилищах;

При наличии инструментальных замеров утечек газа использовать данные, подтвержденные инструментальными замерами.

Показатель: выбросы CH₄ при транспортировке газа

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$G_{CH_4} = V_{стр} \times \rho \times m / 1000 \quad (13),$$

где:

G_{CH_4} - выбросы CH₄ при транспортировке газа, т/год;

$V_{стр}$ – объем технологических потерь, м³

ρ - плотность газа, кг/м³;

m - доля углеводородов в общем объеме газа;

Выбросы CH₄ рассчитываются по компонентному составу газа, от суммы рассчитанных утечек

При наличии инструментальных замеров утечек CH_4 принимать данные инструментальных замеров.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

28-1. В случае отсутствия инструментальных замеров от транспортировки газа и его хранения, данные выбросы от утечек оператор установки рассчитывает согласно по международным методологиям по расчету выбросов парниковых газов с использованием коэффициентов для развитых стран со средним значением диапазона.

Сноска. Методика дополнена пунктом 28-1 в соответствии с приказом Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

29. При наличии производственных процессов, не включенных в настоящую Методику, оператор установки использует международные методики по расчету выбросов парниковых газов.

Глава 4. Расчет выбросов парниковых газов от добычи нефти и газа для субъектов администрирования,

30. Для категорий установок субъектов администрирования, при отсутствии собственных коэффициентов и средства для их определения, для каждого из этапов предлагается использовать коэффициенты для расчета выбросов парниковых газов, указанные ниже.

Однако, при смене переходе в категорию котируемых установок, объемы выбросов парниковых газов рассчитываются по собственным коэффициентам полученных собственной аттестованной производственной лаборатории или по заключению контракта с независимой лабораторией, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

31. Показатель: выбросы парниковых газов для субъектов администрирования:

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

2) источники информации: исходные данные субъекта администрирования в соответствии с настоящей Методикой.

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{\text{сумм}} = A \times EF, (14),$$

где:

$E_{\text{сумм}}$ - суммарные выбросы, тысяч тонн

А - объемы добычи или потери связанные с разведкой или факельным сжиганием за отчетный период (обычно год), м³. По каждому виду деятельности представляются суммарные данные, а затем их общая сумма, для каждого из газов.

EF - коэффициент выбросов, согласно таблице 2 приложения к настоящей Методике, тысяч тонн/м³

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

32. При наличии производственных процессов, не включенных в настоящую Методику, оператор установки использует международные методики по расчету выбросов парниковых газов.

Глава 5. Сбор и хранение данных для мониторинга выбросов парниковых газов

33. Там, где отсутствует инструментальный учет утечек и технологических (продувочных) выбросов ПНГ с объектов нефтедобычи в атмосферу расчет выбросов метана ведется согласно доступным международным методикам по расчету летучих выбросов.

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. Поэтому, для упрощения процесса мониторинга и отчетности учитывают уровни контроля данных.

34. 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, указанных в приложении 3 Правил государственного регулирования в сфере выбросов и поглощений парниковых газов, утвержденных Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 27301). Требования к измерению, сбору, хранению и сведению всех первичных данных для расчета выбросов CO₂ указаны в таблице 5 приложения к настоящей Методике.

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

Таблица 1

Сноска. Таблица 1 - в редакции приказа Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Наименование типа топлива		Значение нижней теплотворной способности (Низшая Теплота Сгорания) по умолчанию (ТДж/тонн)	Эффективный коэффициент выбросов CO ₂ По умолчанию, (тонн/ТДж)
Сырая нефть		0,0423	73,3
Оримульсия		0,0275	77
Сжиженный природный газ		0,0442	64,2
Бензин	Автомобильный бензин	0,0443	69,3
	Авиационный бензин	0,0443	70
	Бензин для реактивных двигателей	0,0443	70
Керосин для реактивных двигателей		0,0441	71,5
Другие виды керосина		0,0438	71,9
Сланцевое масло		0,0381	73,3
Газойль/Дизельное топливо		0,043	74,1
Топочный мазут		0,0404	77,4
Сжиженный нефтяной газ		0,0473	63,1
Этан		0,0464	61,6
Нафта		0,0445	73,3
Битум		0,0402	80,7
Смазочные материалы		0,0402	73,3
Нефтяной кокс		0,0325	97,5
Сырье нефтепереработки		0,043	73,3
Прочие	Нефтяной газ	0,0495	57,6
нефтепродукты	Твердые парафины	0,0402	57,6
	Уайт-спирит и СОТК	0,0402	73,3
	Другие нефтепродукты	0,0402	73,3
Антрацит		0,0267	98,3
Коксующийся уголь		0,0282	94,6
Другие виды битуминозного угля		0,0258	94,6
Полубитуминозный уголь		0,0189	96,1
Лигнит		0,0119	101
Горючий сланец и битуминозные пески		0,0089	107
Брикетированный бурый уголь		0,0207	97,5
Патентованное топливо		0,0207	97,5

Кокс	Печной и лигнитовый кокс	0,0282	107
	Газовый кокс	0,0282	107
Каменноугольный деготь		0,028	80,7
Производные газы	Заводской газ	0,0387	44,4
	Коксовый газ	0,0387	44,4
	Доменный газ	0,00247	260
	Газ кислородных сталеплавильных печей	0,00706	182
Природный газ		0,048	56,1
Бытовые отходы (небиологические фракции)		0,01	91,7
Промышленные отходы		не применимо	143
Нефтяные отходы		0,0402	73,3
Торф		0,00976	106
Твердое биотопливо	Древесина/древесные отходы	0,0156	112
	Щелок (Черный щелок)	0,0118	95,3
	Прочие типы твердых первичных биомасс	0,0116	100
	Древесный уголь	0,0295	112
Жидкое биотопливо	Биобензин	0,027	70,8
	Био-дизтопливо	0,027	70,8
	Другие виды жидкого биотоплива	0,0274	79,6
Биогаз	Газ из органических отходов	0,0504	54,6
	Канализационный газ	0,0504	54,6
	Другие биогазы	0,0504	54,6
Другие виды не ископаемое	Бытовые отходы (фракция биомассы)	0,0116	100

Таблица 2

Коэффициенты выбросов по видам деятельности для субъектов администрирования.

Категория	Источник выбросов	CH ₄		CO ₂		N ₂ O		Единицы измерения
		Величина	Неопределенность	Величина	Неопределенность	Величина	Неопределенность	
Бурение скважин	Сжигание в факелах и удаление	3,3E-05	±100%	1,0E-04	±50%	Нет данных	Нет данных	Тысяч тонн на 10 ³ м ³ общей добычи нефти
								Тысяч тонн на 10

Испытание скважин	Сжигание в факелах и удаление	5,1E-05	±50%	9,0E-03	±50%	6,8E-08	-10 до +1000%	10^3 м ³ общей добычи нефти
Обслуживание скважин	Сжигание в факелах и удаление	1,1E-04	±50%	1,9E-06	±50%	Нет данных	Нет данных	Тысяч тонн на 10^3 м ³ общей добычи нефти
Добыча газа	Выбросы при сжигании в факелах природного газа и отходящего газа/испарений на газовых объектах	7,6E-07	±25%	1,2E-03	±25%	2,1E-08	-10 до +1000%	Тысяч тонн на 10^6 м ³ добытого газа
	Летучие выбросы*	3,8E-04 до 2,3E-03	±100%	1,4E-05 до 8,2E-05	±100%	Нет данных	Нет данных	Тысяч тонн на 10^6 м ³ добытого газа
Добыча нефти	Летучие (суша)	1,5E-06 до 3,6E-03	±100%	1,1E-07 до 2,6E-04	±100%	Нет данных	Нет данных	Тысяч тонн на 10^3 м ³ добытой природной нефти
	Летучие (море)	5,9E-07	±100%	4,3E-08	±100%	Нет данных	Нет данных	Тысяч тонн на 10^3 м ³ добытой природной нефти
	Удаление	7,2E-04	±50%	9,5E-05	±50%	Нет данных	Нет данных	Тысяч тонн на 10^3 м ³ добытой природной нефти
	Сжигание в факелах	2,5E-05	±50%	4,1E-02	±50%	6,4E-07	-10 до +1000%	Тысяч тонн на 10^3 м ³ добытой природной нефти

*Летучие выбросы (исключая удаление газа и сжигание в факелах) из газовых скважин через входные отверстия на устройствах переработки газа или, если обработка не требуется, в точках стыковки систем транспортировки газа. Включает летучие выбросы, связанные с обслуживанием скважин, сбором газа, переработкой и деятельностью по избавления от попутной воды и кислых газов.

Таблица 3

Базовые объемы технологических потерь газа по группам источников технологических потерь газа и категориям давлений

Индекс групп источников технологических потерь газа по их типу	Группа источников технологических потерь газа	Базовые объемы технологических потерь газа по категориям давления газа б.ип Q _{ij} , м ³ /ч			
		низкое давление (до 0,005 МПа включ.)	среднее давление (свыше 0,005 до 0,3 МПа включ.)	высокое давление 2 категории (свыше 0,3 до 0,6 МПа включ.)	высокое давление 1 категории (свыше 0,6 до 1,2 МПа включ.)
		j=1	j=2	j=3	j=4
i=1	– пункт редуцирования газа газорегуляторный пункт, блочный газорегуляторный пункт, шкафной пункт редуцирования газа, подземный пункт редуцирования газа, газорегуляторная установка) и узел измерений расхода газа (в шкафом исполнении), без учета запорной арматуры за пределами конструкции	0,02059	0,08768	0,18385	0,34113
i=2	Запорная арматура (за исключением кранов шаровых), включая ответные присоединения	0,12757	0,43252	0,68080	0,87539

i=3	Краны шаровые, включая ответные присоединения	0,02939	0,09966	0,15687	0,20170
i=4	Разъемные соединения, в том числе изолирующие, вне пункт редуцирования газа и узел измерений расхода газа (фланцевые, муфтовые, цапковые, штуцерные соединения, пробки и т.п.), за исключением ответных присоединений запорной арматуры	0,07012	0,23773	0,37420	0,48115
Примечание – Отнесение пункту редуцирования газа к группам источников технологических потерь газа по категориям давления газа осуществляют по входному давлению газа в пункте редуцирования газа.					

Таблица 4

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

Категория предприятия	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 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 5

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

№	Обозначение	Описание величины	Источник первичных данных	Размерность	Тип определяемых параметров: измеряемый / расчетный / оценочный	Рекомендуемая минимальная регулярность определения сведений	Способ хранения	Комментарий
1	FCDG,i,y,GF	Потребление попутного нефтяного газа А на месторождении i на сжигание в теплогенераторах установки (рассчитанное по газовому фактору)	ОПЦИЯ 1: Расчет согласно измеряемому газовому фактору или газовому фактору по умолчанию (стандартные метры кубические) ОПЦИЯ 2: Прямые измерения на оборудовании, потребляющем попутного нефтяного газа	(стандартные метры кубические)	Измеряемый / расчетный	ОПЦИЯ 1: Сведение 1 раз в месяц в отдельной форме отчетности. ОПЦИЯ 2: Непрерывные измерения на установке. Сведение за смену в журнале оператора. Сведение за 1 месяц в отдельной форме отчетности.	Бумажный или электронный	
								Коэффициент выбросов попутного нефтяного газа на месторождении i определяется с регулярностью 1 раз

2	$EF_{DG,y}$	Коэффициент выбросов CO_2 при сжигании попутного нефтяного газа на месторождении i	В соответствии с Методикой по расчету выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов	тонн CO_2 /стандартные метры кубического газа	Расчетный	Не реже, чем 1 раз в год.	Бумажный или электронный	в год на основании результатов последнего доступного анализа компонентного состава. Применяется на отчетный год, до даты проведения следующего анализа компонентного состава согласно расчетным данным в соответствии с индивидуально утвержденными планами мониторинга для каждого нефтегазодобывающей установки
3	$FC_{j,y}$	Потребление газообразного топлива типа j для	Показания расходов	стандартные метры кубического	измеряемый	Беспрерывно на технологической установке, сведения за 1 месяц в отдельной форме отчетности с возможностью	Бумажный или электронный	Расход газа определяется с коррекцией по температуре и давлению для приведения к

		месторождения i в году u				просмотра за любой период и дублированием данных		стандартным условиям.
4	NCV _{j,y}	Теплотворная способность газообразного топлива типа j в году u	Сертификаты качества на топливо или паспорта на качество топлива. Анализ качества газа внешней или внутренней испытательной лаборатории	мегаджоулы / стандартные метры кубические	измеряемый	1 раз в месяц	Бумажный или электронный	Резервный вариант: определение по известному компонентному составу.
5	EF _{j,y}	Коэффициент выбросов газообразного топлива типа j в году u	В соответствии с Методикой по расчету выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов	тонн CO ₂ / стандартные метры кубические газа	расчетный	В соответствии с Методикой по расчету выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов	Бумажный или электронный	
6	FC _{DGj,y,import}	Количество попутного нефтяного газа, идущего на УПГ	Измерения расходов перед УПГ	стандартные метры кубические	Измеряемый	Беспрерывно, сведение за 1 месяц	Бумажный или электронный	
7	FP _{oil,m}	Количество извлеченных ресурсов нефти по объектам/	Состояние разработки нефтяных месторождений по горизонтам на	тонн	измеряемый	Беспрерывно,	Бумажный или	

		горизонт m	начало отчетного периода мониторин га			сведение за 1 месяц	электронн ый	
8	GOR _{ин}	Средневзвешенный газовый фактор для месторождения i со скважины n.	По умолчанию принимаются значения газовых факторов по горизонтам, в которых осуществляется извлечение нефти со скважины месторождения i из последнего утвержденного проектного документа, регламентирующего разработку данного месторождения. Также применяются результаты прямых измерений количества извлеченного попутного нефтяного газа (I: прямые измерения на	стандартные метры кубического газа/тонны нефти	измеряемый / оценочный	I. Непрерывно, сведения данных 1 раз в месяц. II. Ежегодно или по заказу цеха, сведения данных 1 раз в год. III. На период эксплуатации скважины, уточняется заказу отдела геологии.	Бумажный или электронный	Расчет средневзвешенного значения газового фактора производится службой геологии цеха добычи нефти в форме "Отчет об извлечении и попутного нефтяного газа". При отсутствии присваиваются значения согласно расчетным данным в соответствии с утвержденными планами мониторинга индивиду

			<p>групповой замерной установке – первичные измерения</p> <p>II: прямые измерения установки мобильной замерной – первичные измерения</p> <p>Также проводится расчет по формуле</p>					<p>льно для каждого нефтегазодобывающей установки</p>
9	GOR_m	<p>Газосодержание продукции нефтяных скважин по объектам/горизонтам m</p>	<p>Согласно ежегодных данных о состоянии разработки и нефтяных месторождений по горизонтам</p>	<p>стандартные метры кубические/тонна</p>	измеряемый	<p>Сведение 1 раз в год</p>	<p>Бумажный или электронный</p>	
10	V_{DGijk}	<p>Компонентный состав попутного нефтяного газа для месторождения (производственной площадки) i.</p>	<p>Измерения лаборатории (внешней или внутренней) (исследования нефти, газа и воды)</p>	проценты	измеряемый	<p>В соответствии с Методикой по расчету выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов</p>	<p>Бумажный или электронный</p>	
11	$V_{gas,i,k,j}$	<p>Компонентный состав производного газообразного топлива типа j, отличного</p>	<p>Измерения лаборатории (внешней или внутренней). Применяются данные сертификатов</p>	проценты	измеряемый	<p>В соответствии с Методикой по расчету выбросов парниковых</p>	<p>Бумажный или</p>	

		о т попутного нефтяного газа для месторождения i.	качества, при поставке нестандартного топлива третьей стороной			х газов от сжигания горючих газов	электронный	
12	$\sum_i \sum_p FC_{i,p}$	Суммарное годовое потребление теплотворной способности жидкого топлива типа p на месторождении i	ОПЦИЯ 1: Первичные измерения расхода топлива. ОПЦИЯ 2: Балансовый метод на основе доступных данных из утвержденных форм отчетности установки о расходе жидкого топлива на сжигание.	тонн	измеряемый / оценочный	ОПЦИЯ 1: Беспрерывное, сведение за 1 год ОПЦИЯ 2: 1 раз в месяц, сведение за 1 год	Бумажный или электронный	ввиду незначительности не учитываются при расчете выбросов парниковых газов.
13	NCV _{жидру}	Теплотворная способность потребленного теплотворной жидкого топлива в году у	калориметрические измерения в лаборатории	мегаджоулы / килограмм	измеряемый / Оценочный	Для стандартного топлива – перепроверка данных 1 раз в год. Для нестандартного – регулярно с целью определения согласно разделу "Методы контроля качества на ТЭС" "Методика по расчету	Бумажный или электронный	ввиду незначительности не учитываются при расчете выбросов

						выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов".		парниковых газов.
14	$EF_{liq,py}$	Коэффициент выбросов жидкого топлива в году у.	измерения содержания углерода в топливе	тонн CO ₂ /гектоджоули	измеряемый / оценочный	1 раз в год	Бумажный или электронный	ввиду незначительности не учитываются при расчете выбросов парниковых газов.
15	$FC_{periodic,py}$	Потребление жидкого топлива при нерутинном сжигании на производственной площадке i, в году у	Данные документа в первичной отчетности и установки, например, материальных балансов топлива ("Материальный отчет по цеху добычи нефти и газа (движение дизтоплива)")	литры	оценочный	1 раз в год	Бумажный или электронный	
16	NCV_{py} $NCV_{liq,py}$	Теплотворная способность жидкого топлива в году у при нерутинном сжигании. При использовании того же типа топлива, что и в		мегаджоулы / килограмм	оценочный	1 раз в год	Бумажный или	

		теплогенераторах, эквивалентна параметру $NCV_{liq, p, y}$					электронный	
17	$EF_{p, y}$ $EF_{liq, p, y}$	Коэффициент выбросов жидкого топлива в году у. При использовании того же типа топлива, что и в теплогенераторах, эквивалентна параметру $EF_{liq, p, y}$		тонн CO ₂ /мегаджоулы	оценочный	1 раз в год	Бумажный и ли электронный	
18	$\rho_{p, y}$	Плотность жидкого топлива	Паспорта на жидкое топливо	килограмм/метры кубический	оценочный	1 раз в год	Бумажный и ли электронный	
19	$FC_{j, i, H}$	Количество потребленного газа типа j (включая попутного нефтяного газа, газлифтный газ) с месторождения i на привод установки H	При наличии приборов учета – прямые измерения. Как правило, приборы отсутствуют, в этом случае – нормативные паспортные показатели расхода установки H (тонна/час)	стандартные метры кубический	оценочный	1 раз в год	Бумажный и ли электронный	

20	FC ^{mobile} _{diesel,y}	Потреблен и е дизельног о топлива автотранс портом в году у	Данные из документо в материаль ной и/или балансово й отчетност и	тонн	измеряем ый	1 раз в год	Бумажный и л и электронн ый
21	NCV _{diesel,y}	Теплотвор ная способнос ть дизельног о топлива в году у	Данные по умолчани ю для стандартн ого топлива и л и эквивален тные националь ные данные	мегаджоул и / килограмм	оценочны й	1 раз в год	Бумажный и л и электронн ый
22	EF _{diesel,y}	Коэффици ент выбросов дизельног о топлива в году у	Данные по умолчани ю для стандартн ого топлива и л и эквивален тные националь ные данные	тонн CO ₂ / мегаджоул и	оценочны й	1 раз в год	Бумажный и л и электронн ый
23	FP _{oil,y}	Количество добываемо й продукции нефтяных скважин на производс твенной площадке для года у	Данные измерений расходомер ов нефти	тонн	измеряем ый	Беспрерыв но на установке, сведение за 1 месяц в отчетност и установки.	Бумажный и л и электронн ый
		Объемное содержани е CH ₄ в попутном нефтяном газе для	Измерения лаборатор ии (Определяе т с я согласно разделу " Методы контроля качества на ТЭС" "	Бумажный и л и

24	$M_{DG_{i,y},CH_4}$	месторождения (или производственной площадки) в году у	внешней (или внутренней).	проценты	измеряемый	Методика по расчету выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов".	электронный	
25	$P_{DG_{i,y}}$	Плотность попутного нефтяного газа для месторождения (или производственной площадки) в году у.	Измерения лабораторной и внешней (или внутренней)	килограмм / киломоль / стандартные метры кубические / киломоль	измеряемый	Определяется согласно разделу "Методы контроля качества на ТЭС" Методика по расчету выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов".	Бумажный или электронный	
26	GWP_{CH_4}	Коэффициент глобального потепления CH_4	Определяется согласно п. 3 статьи 282 Кодекса	тонн CO_2 / тонн CH_4	оценочный	1 раз в год	Бумажный или электронный	
27	$\sum_c GOR_{i,c, \text{separato}}$	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	стандартные метры кубические попутного нефтяного газа / тонн добытых ресурсов нефти	измеряемый	1 раз в месяц в течение двух часов	Бумажный или электронный	Является суммой значений газового фактора каждой ступени сепарации на производс

			производственных площадок					твенной площадке i
28	FP _{emulsioni,y}	Количество извлеченных ресурсов нефти на производственной площадке i	Измерения групповой замерной установки	тонн	измеряемый	Беспрерывно на установке, сведение за 1 месяц	Бумажный или электронный	Является суммой значений количества извлеченных ресурсов нефти со всех эксплуатируемых скважин, расположенных на производственной площадке
29	V _{H₂O,i,y,emulsion}	Обводненность продукции нефтяных скважин на производственной площадке i в году y	Согласно с данными последнего утвержденного проектного документа, регламентирующего разработку данного месторождения	проценты	измеряемый	1 раз в месяц	Бумажный или электронный	
30	t _{1,i,y,emulsion}	Минимальная температура продукции нефтяных скважин на выходе из печей нагрева,	Данные из технологических регламентов работы печей	градусы	оценочный	1 раз в месяц	Бумажный или электронный	
31	t _{2,i,y,emulsion}	Максимальная температура продукции нефтяных	Данные из технологических регламент	градусы	оценочный	1 раз в месяц	Бумажный или	

		скважин на входе в печи нагрева	ов работы печей				электронный	
32	$t_{1,i,y,oil}$	Температура предтоварной нефти на выходе из печей нагрева	Данные из технологических регламентов работы печей	градусы	оценочный	1 раз в месяц	Бумажный или электронный	
33	$t_{2,i,y,oil}$	Температура предтоварной нефти на входе в печи нагрева	Данные из технологических регламентов работы печей	градусы	оценочный	1 раз в месяц	Бумажный или электронный	
34	$t_{1,i,y,oil}$	Температура пластовой воды на выходе из печей нагрева	Данные из технологических регламентов работы печей	градусы	оценочный	1 раз в год	Бумажный или электронный	
35	$t_{2,i,y,oil}$	Температура пластовой воды на входе в печи нагрева	Данные из технологических регламентов работы печей	градусы	оценочный	1 раз в год	Бумажный или электронный	
36	$\eta_{H,oil}$	К П Д работы печей	Данные из технологических регламентов работы печей	проценты	оценочный	1 раз в месяц	Бумажный или электронный	
37		Количество пластовой воды, идущей на нагрев в	1. Данные расходов (m). 2. При отсутствии расходов рассчитывается, исходя из суточного расхода нефти,	тонн	оценочный /	1 раз в год	Бумажный или	

	FP _{water,y}	зимнее время на производственной площадке	взятого из технологических режимов работы скважин и времени работы печи (печей) нагрева пластовой воды (е)		измеряемый		электронный	
38	FP _{water,y,day}	Среднесуточный дебит воды на производственной площадке	Данные из "Технологических режимов работы фонда электроинтовых и механизированных скважин по месторождениям"	тонн/сутки	оценочный	1 раз в месяц	Бумажный или электронный	
39	D _{water,y}	Количество часов работы печи (печей) нагрева пластовой воды на производственной площадке	Журналы оператора в технологических установках	сутки	измеряемый	1 раз в месяц	Бумажный или электронный	
40	FC _{DG,y,boiler}	Потребление попутного нефтяного газа котельной (котлом) на производственной площадке	Показания газовых счетчиков	стандартные метры кубические	измеряемый	Беспрерывно на установке, сведение за 1 месяц	Бумажный или электронный	
		Теплотворная	Данные измерений или расчет					

41	NCV _{DG}	способность попутного нефтяного газа	по известному составу	мегаджоулы / килограмм (мегаджоулы/тонн)	измеряемый / расчетный	По заказу цеха, сведения данных 1 раз в год	Бумажный или электронный
42	Q _{technical fugitive}	Технологические нормативные потери попутного нефтяного газа	Данные руководящих документов в установке	стандартные метры кубические	оценочный	1 раз в начале мониторинга	Бумажный или электронный
43	FC _{DG, y, imp}	Количество попутного нефтяного газа, идущего на УПГ	Данные измерений расходов	стандартные метры кубические	измеряемый	Беспрерывно, сведения за 1 месяц	Бумажный или электронный
44	FC _{flare, y}	Количество попутного нефтяного газа, утилизируемого на производственной площадке в году	Опция 1: При наличии измерительного оборудования – данные расходов газа Опция 2: При отсутствии измерительного оборудования, расчет по балансу газа	стандартные метры кубические	оценочный / измеряемый	Опция 1: Беспрерывно, сведения за 1 месяц Опция 2: 1 раз в год	Бумажный или электронный
44	OF		Величина по умолчанию OF-1 для сжигания попутного нефтяного газа в теплогенераторах;	-		1 раз в начале	Бумажный или

		Коэффициент окисления	OF–0,995 для сжигания на факеле (уточнение по паспортным данным факела)		оценочный	мониторинга	электронный	
45	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)	Бумажный или электронный	Количество нефтяных скважин подлежит непрерывному мониторингу, так как изменяется как на протяжении и отчетного периода, так и от одного отчетного периода к другому (из года в год).

Приложение 4 к приказу
Министр экологии
и природных ресурсов
Республики Казахстан
от 17 января 2023 года № 9

Методика по расчету выбросов парниковых газов от производства чугуна, стали, агломератов и окатышей

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика по расчету выбросов парниковых газов от производства чугуна, стали, агломератов и окатышей (далее–Методика) разработана в соответствии с пунктом 3 статьи 294 Экологического кодекса Республики Казахстан (далее – Кодекс) и предназначена для расчетов выбросов парниковых газов от производства чугуна, стали, агломератов и окатышей.

Производственные процессы от сжигания топлива на печах (высокотемпературная переработка сырья в печах, с целью протекания химических реакций и извлечение

полезных компонентов), рассчитываются в соответствии с международными методиками по расчету выбросов парниковых газов.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В Методике используются следующие термины и определения:

1) агломерат – спекшаяся 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) железные руды — природные минеральные образования, содержащие железо и его соединения в таком объеме, когда промышленное извлечение железа из этих образований целесообразно;

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

9) окатыши — полуфабрикат металлургического производства железа сферической формы и продукт обогащения железосодержащих руд и последующего окомкования и обжига;

10) 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 экологическим законодательством Республики Казахстан.

Глава 2. Расчет выбросов двуокиси углерода и метана от производства чугуна, стали и агломератов

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)

Выбросы парниковых газов рассчитываются по каждому процессу.

5. Для расчета выброса CO₂ оператор установки использует следующие данные:

- расход топлива по фактическим данным установки за отчетный период;
- 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, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

При наличии 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 марта года следующего за отчетным периодом.

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{CO_2, coke} = [CC \times C_{CC} + S_a (PM_{a,coke} \times C_{a,coke}) + BFG_{input} \times C_{BFG-CO} \times C_{CO-CO} - G_{out} \times COG_{COG} - S_b COB_b \times C_b - R_{coke} \times CR_{coke}] \times 44/12, (1),$$

где:

$E_{CO_2, coke}$ – выбросы CO₂ от производства кокса, тонн CO₂;

CC – количество коксующего угля, поданного на коксование, тонн;

C_{CC} – содержание углерода в коксующем угле, доли единиц. Показатель определяется по результатам лабораторных исследований собственной производственной или независимой лабораторией, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

$PM_{a,coke}$ – количество другого технологического материала "а", потребленного для производства кокса и учтенного отдельно, тонн;

$C_{a,coke}$ – содержание углерода в технологическом материале типа "а", доли единиц;

BFG_{input} – количество доменного газа, израсходованного в коксовых печах, тонн;

C_{BFG} – содержание углерода в доменном газе, доли единиц. Показатель определяется по результатам лабораторных исследований собственной производственной или независимой лабораторией, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

CO – количество произведенного кокса, тонн;

C_{CO} – содержание углерода в коксе, доли единиц. Показатель определяется по результатам лабораторных исследований собственной производственной или независимой лабораторией, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

CO_{Gout} – количество газа из коксовых печей, транспортированного с места производства, тонн;

COG_{COG} – содержание углерода в коксовом газе, доли единиц. Показатель определяется по результатам лабораторных исследований собственной производственной или независимой лабораторией, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

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

C_b – содержание углерода в побочном продукте типа "b" доли единиц. Показатель определяется по результатам лабораторных исследований собственной производственной или независимой лабораторией, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

R_{coke} – количество шлама и пыли, улавливаемого газоочистными установками коксового производства, тонн;

CR_{coke} – содержание углерода в шламе и пыли коксового производства, доли единиц. Показатель определяется по результатам лабораторных исследований собственной производственной или независимой лабораторией, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

Выбросы CO_2 от производства агломерата образуются при спекании рудного концентрата с коксом.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

7. Показатель: Выбросы CO₂ от производства агломерата

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

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{CO_2, \text{ sinter}} = [FE \times C_{FE} + CBR \times C_{CBR} + COG_{\text{ sinter input}} \times C_{COG} + BFG_{\text{ sinter input}} \times C_{\text{inter BFG}} + S_a (PM_{\text{ sinter a}} \times C_{\text{ sinter a}}) - SOG_{\text{ out}} \times C_{SOG}] \times 44/12, (2),$$

где:

$E_{CO_2, \text{ sinter}}$ – выбросы CO₂ при производстве агломерата, тонн CO₂;

FE – количество сырья для производства агломерата (руда), тонн;

C_{FE} – содержание углерода в руде, доли единиц. Показатель определяется по результатам лабораторных исследований собственной производственной или независимой лабораторией, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

CBR – количество закупленной и произведенной на месте коксовой мелочи для производства агломерата, тонн.

Показатель определяется по результатам лабораторных исследований собственной производственной или независимой лабораторией, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

C_{CBR} – содержание углерода в коксовой мелочи, доли единиц. Показатель определяется по результатам лабораторных исследований собственной производственной или независимой лабораторией, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

$COG_{\text{ sinterinput}}$ – количество газа из коксовых печей, потребленного при производстве агломерата, тонн;

C_{COG} – содержание углерода в коксовом газе, доли единиц. Показатель определяется по результатам лабораторных исследований собственной

производственной или независимой лабораторией, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

$BFG_{sinterinput}$ – количество доменного газа, израсходованного для производства агломерата, тонн;

$C_{interBFG}$ – содержание углерода в доменном газе, доли единиц. Показатель определяется по результатам лабораторных исследований собственной производственной или независимой лабораторией, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

$PM_{sinter a}$ – количество другого технологического материала "а", израсходованного для производства агломерата и перечисленных в виде отдельных компонентов, тонн;

$C_{sinter a}$ – содержание углерода в технологическом материале типа "а", доли единиц. Показатель определяется по результатам лабораторных исследований собственной производственной или независимой лабораторией, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

SOG_{out} – количество отходящего газа от производства агломерата, транспортированного на другую установку, тонн;

C_{SOG} – содержание углерода в отходящем газе от производства агломерата, доли единиц. Показатель определяется по результатам лабораторных исследований собственной производственной или независимой лабораторией, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

8. Углеродсодержащие материалы при нагревании в печи при производстве агломерата выделяют летучие вещества, в том числе и метан (далее - CH_4).

Показатель: выбросы CH_4 от производства агломерата

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

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{CH_4, sinter} = S \times E_{x, sinter}, \quad (3),$$

где:

$E_{\text{CH}_4, \text{sinter}}$ – выбросы CH_4 от производства агломерата, тонн CH_4 ;

S - количество произведенного агломерата, тонн

$E_{x, \text{sinter}}$ – коэффициент выброса, кг CH_4 /тонну произведенного агломерата, согласно таблице 1 приложения к настоящей Методике;

При расчете выбросов CH_4 в эквиваленте тонны CO_2 используются потенциалы глобального потепления в соответствии с пунктом 3 статьи 282 Кодекса.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

9. Самые большие выбросы CO_2 в металлургической промышленности образуются при производстве чугуна. При учете 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 CO_2 при производстве чугуна

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

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{\text{CO}_2, \text{BF}} = [(\text{ORE} \times C_{\text{ORE}}) + S(\text{CAR}_{\text{BF}} \times C_{\text{CAR, BF}}) + S(\text{FL}_{\text{BF}} \times C_{\text{FL, BF}}) + S(\text{OT} \times C_{\text{OT}}) - (I_{\text{OUT}} \times C_{I, \text{out}}) - (\text{NM} \times C_{\text{NM}}) - (\text{BF}_{\text{Gout}} \times C_{\text{BFG, out}}) - (\text{R}_{\text{BF}} \times C_{\text{R, BF}})] \times 44/12, (4),$$

где:

$E_{\text{CO}_2, \text{BF}}$ – выбросы CO_2 от производства чугуна, тонн CO_2 ;

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

C_{ORE} – содержание углерода в руде, доли единиц. Показатель определяется по результатам лабораторных исследований собственной производственной или независимой лабораторией, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия в соответствии с пунктом 8 статьи 186 Кодекса.

S – Сумма (математический знак);

CAR_{BF} – количество углеродосодержащих технологических материалов, тонн.

Показатель поданных в доменную печь, определяется по результатам лабораторных исследований собственной производственной или независимой лабораторией,

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

$C_{CAR,BF}$ – содержание углерода в углеродосодержащих технологических материалах, согласно таблице 1 приложения к настоящей Методике, доли единиц;

FL_{BF} – количество флюсовых материалов, загружаемых в доменную печь, тонн;

$C_{FL,BF}$ – содержание углерода во флюсовых материалах, согласно таблице 1 Приложения к настоящей Методике, доли единиц;

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

C_{OT} – содержание углерода в других материалах, доли единиц. Показатель определяется по результатам лабораторных исследований собственной производственной или независимой лабораторией, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия в соответствии с пунктом 8 статьи 186 Кодекса.

I_{OUT} – количество выплавленного чугуна, тонн;

$C_{I,out}$ – содержание углерода в произведенном чугуне, согласно таблице 1 Приложения к настоящей Методике, доли единиц;

NM – количество произведенного неметаллического продукта, тонн;

C_{NM} – содержание углерода в произведенном неметаллическом продукте, доли единиц;

BF_{Gout} – количество произведенного доменного газа и удаленного из рабочей зоны, тонн;

$C_{BFG,out}$ – содержание углерода в произведенном доменном газе, доли единиц. Показатель определяется по результатам лабораторных исследований собственной производственной или независимой лабораторией, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия в соответствии с пунктом 8 статьи 186 Кодекса.

R_{BF} – количество пыли, улавливаемого газоочистными установками доменного цеха, тонн;

$C_{R,BF}$ – содержание углерода в пыли доменного цеха, доли единиц. Показатель определяется по результатам лабораторных исследований собственной производственной или независимой лабораторией, 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 не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

Сноска. Пункт 9 - в редакции приказа Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

10. Показатель: Выбросы CO₂ от производства стали кислородно–конверторным

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

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{CO_2, BDF} = [(I_{BDFinput} \times C_{BDFinput}) + (SC_{BDF} \times C_{SC,BDF}) + (FL_{BDF} \times C_{FL,BDF}) + (CAR_{BDF} \times C_{CAR, BDF}) - (ST_{BDF} \times C_{ST,BDF}) - (SL_{BDF} \times C_{SL,BDF}) - (BOG_{out} \times C_{BDG,out}) - (R_{BDF} \times CR_{,BDF})] \times 44/12, (5),$$

где:

$E_{CO_2,BDF}$ – выбросы CO₂ от производства стали в кислородном конвертере, тонн CO₂;

$I_{BDFinput}$ – количество чугуна, загруженного в конверторную печь, тонн;

$C_{BDFinput}$ – содержание углерода в чугуне, загруженного в конверторную печь, доли единиц. Показатель определяется по результатам лабораторных исследований собственной производственной или независимой лабораторией, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

SC_{BDF} – количество железного скрапа, загруженного в конвертер, тонн;

$C_{SC,BDF}$ – содержание углерода в скрапе, загруженного в кислородный конвертер, доли единиц. Показатель определяется по результатам лабораторных исследований собственной производственной или независимой лабораторией, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

FL_{BDF} – количество флюсовых материалов, загруженных в кислородный конвертер, тонн;

$C_{FL,BDF}$ – содержание углерода во флюсовых материалах кислородного конвертера, согласно таблице 1 приложения к настоящей Методике, доли единиц;

CAR_{BDF} – количество углеродосодержащих технологических материалов, загруженных в конверторную печь, тонн;

$C_{CAR,BDF}$ – содержание углерода в углеродосодержащих технологических материалах конверторной печи, согласно таблице 1 приложения к настоящей Методике, доли единиц;

ST_{BDF} – количество выплавленной стали конверторным способом, тонн;

$C_{ST,BDF}$ – содержание углерода в выплавленной конверторной стали, согласно таблице 1 приложения к настоящей Методике, доли единиц;

SL_{BDF} – количество полученного шлака в конверторной печи, тонн;

$C_{SL,BDF}$ – содержание углерода в шлаке конверторной печи, доли единиц. Показатель определяется по результатам лабораторных исследований собственной производственной или независимой лабораторией, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

BOG_{ou} – количество полученного конверторного газа, удаленного из печи и направленного на другие переделы, тонн;

$C_{BDG,out}$ – содержание углерода в конверторном газе, доли единиц. Показатель определяется по результатам лабораторных исследований собственной производственной или независимой лабораторией, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

R_{BDF} – количество шлака и пыли, улавливаемого газоочистными установками конверторного цеха, тонн;

$C_{R,BDF}$ – содержание углерода в шлаке и пыли конверторного цеха, доли единиц. Показатель определяется по результатам лабораторных исследований собственной производственной или независимой лабораторией, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

11. Показатель: Выбросы CO_2 от производства стали электродуговым способом

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

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{CO_2, EAF} = [(I_{EAFinput} \times C_{EAFinput}) + (SC_{EAF} \times C_{SC,EAF}) + (FL_{EAF} \times C_{FL,EAF}) + (EL_{EAF} \times C_{EL,EAF}) + (CAR_{EAF} \times C_{CAR, EAF}) - (ST_{EAF} \times C_{ST,EAF}) - (SL_{EAF} \times C_{SL,EAF}) - (R_{EAF} \times C_{R,EAF})] \times 44/12, (6),$$

где:

$E_{CO_2, EAF}$ – выбросы CO_2 от производства стали в ЭДП, тонн CO_2 ;

$I_{EAFinput}$ – количество чугуна, загруженного в ЭДП, тонн;

$C_{EAFinput}$ – содержание углерода в чугуне, загруженного в ЭДП, доли единиц.

Показатель определяется по результатам лабораторных исследований собственной производственной или независимой лабораторией, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

SC_{EAF} – количество железного скрапа, загруженного в ЭДП, тонн;

$C_{SC,EAF}$ – содержание углерода в скрапе, загруженного в ЭДП, доли единиц.

Показатель определяется по результатам лабораторных исследований собственной производственной или независимой лабораторией, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

FL_{EAF} – количество флюсовых материалов, загруженных в ЭДП, тонн;

$C_{FL,EAF}$ – содержание углерода во флюсовых материалах ЭДП, согласно таблице 1 приложения к настоящей Методике, доли единиц;

EL_{EAF} – количество используемых электродов ЭДП, тонн;

$C_{EL,EAF}$ – содержание углерода в электродах ЭДП, доли единиц;

CAR_{EAF} – количество углеродосодержащих технологических материалов, загруженных в ЭДП, тонн;

$C_{CAR, EAF}$ – содержание углерода в углеродосодержащих технологических материалах ЭДП, согласно таблице 2 приложения к настоящей Методике, доли единиц;

ST_{EAF} – количество выплавленной стали в ЭДП, тонн;

$C_{ST,EAF}$ – содержание углерода в выплавленной в ЭДП стали, доли единиц;

SL_{EAF} – количество полученного шлака ЭДП, тонн;

$C_{SL,EAF}$ – содержание углерода в шлаке ЭДП, доли единиц;

R_{EAF} – количество шлака и пыли, улавливаемого газоочистными установками электродугового производства, тонн;

$C_{R,EAF}$ – содержание углерода в шлаке и пыли электродугового производства, доли единиц.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

12. Показатель: Выбросы CO_2 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 марта года следующего за отчетным периодом.

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{CO_2} = \sum_{i=1}^n (M_i \times E_{Fi} \times F_i), \quad (7),$$

где:

E_{CO_2} - выбросы CO_2 от других процессов с использованием карбонатов, тонны

M_i – масса потребленного карбоната "i", тонны. Показатель принимается оператором установки по фактическим данным за вычетом содержания влаги и примесей (при наличии соответствующих данных) полученные по результатам собственной производственной или независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

E_{Fi} – коэффициент выбросов для карбоната "i", тонны CO_2 / тонна карбоната согласно таблице 2 приложения к настоящей Методике.

При отсутствии соответствующих анализов характеристик значения коэффициентов выбросов для карбоната, коэффициенты принимаются согласно таблице 3 приложения к настоящей Методике, или при отсутствии необходимых данных рассчитываются как стехиометрическое отношение молекулярной массы CO_2 к молекулярной массе карбоната.

F_i - степень кальцинирования, достигнутая для карбоната "i", дробь. При отсутствии информации по степени кальцинирования конкретного карбоната, степень кальцинирования равна 1,00;

"i" - один из используемых карбонатов.

E_m – годовой выброс CO_2 от применения флюса, тонн CO_2 ;

T – расход флюса за год, тонн;

F_1 – коэффициент выбросов CO_2 для флюса, тонн CO_2 /терраджоуль.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

13. При наличии производственных процессов, не включенных в настоящую Методику, оператор установки использует международные методики по расчету выбросов парниковых газов.

Глава 3. Расчет выбросов CO₂ от производства окатышей

14. Окатыши являются основным компонентом железосодержащей части шихты в доменном производстве для получения чугуна наряду с агломератом, которые получают путем переработки железосодержащего сырья (пылевидной руды и добавок) при очень высокой температуре. Производство включает размол, сушку, окатывание и термическую обработку сырья. В качестве топлива на фабриках окатышей используется природный газ или уголь.

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

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

При единицах измерения, отличных от тонны, оператор установки переводит данные единицы измерения в тонны для согласования размерностей. При отсутствии коксовой мелочи показатель принимается равным нулю.

16. Показатель: Выбросы CO₂ от производства окатышей:

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

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{CO_2, pellet} = [ПГ_{окат} \times C_{ПГ} + КМ_{окат} \times C_{КМ} + S_a (PM_{pellet a} \times C_{pelleta}) - SOG_{out} \times C_{SOG}] \times 44/12, (8),$$

где:

$E_{CO_2, pellet}$ – выбросы CO₂ при производстве окатышей, тонн CO₂;

$ПГ_{окат}$ – количество природного газа для производства окатышей, ГДж;

$C_{ПГ}$ – содержание углерода в природном газе, доли единиц. 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, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

$KM_{\text{окат}}$ – количество коксовой мелочи, израсходованной для производства окатышей, при отсутствии коксовой мелочи показатель принимается равным нулю, ГДж;

C_{KM} -содержание углерода в коксовой мелочи, доли единиц. Показатель определяется по лабораторным исследованиям в собственной производственной лаборатории или в независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

PM_{pelleta} – количество другого технологического материала "а", израсходованного для производства окатышей и перечисленных в виде отдельных компонентов, тонн;

C_{pelleta} – содержание углерода в технологическом материале типа "а", доли единиц. Показатель определяется по лабораторным исследованиям в собственной производственной лаборатории или в независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

SOG_{out} – количество отходящего газа от производства окатышей, транспортированного на другую установку, ГДж;

C_{SOG} – содержание углерода в отходящем газе от производства окатышей, доли единиц. Показатель определяется по лабораторным исследованиям в собственной производственной лаборатории или в независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

При единице измерения - тонна, округление производится до трех цифр после запятой.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

17. Для расчета выбросов CO_2 от производства окатышей используются данные об углеродном содержании и массовых расходах продукции/потребления для всех технологических материалов, а также о транспортировке с места производства.

18. При отсутствии указанных параметров, оператор установки использует значения в соответствии с таблицей 1 приложения к настоящей Методике либо справочную информацию с указанием ссылки источника информации.

18-1. При отсутствии указанных параметров от производства окатышей, оператор установки использует Методику по расчету выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов.

Сноска. Методика дополнена пунктом 18-1 в соответствии с приказом Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

19. При наличии производственных процессов, не включенных в настоящую Методику, субъект квотирования использует международные методики по расчету выбросов парниковых газов.

Приложение
к Методике по расчету выбросов
парниковых газов
от производства чугуна, стали,
агломератов и окатышей
Таблица 1

Коэффициенты выбросов CH_4 по умолчанию для производства кокса, чугуна и стали

Процесс	Коэффициент выбросов	Источник
Производство кокса	0,1 г на тонну продукции кокса	Производство кокса: Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC) Best Available Techniques Reference Document on the Production of Iron and Steel, European IPPC Bureau, декабрь 2001года, таблица 6.2-3, стр. 122. http://eippcb.jrc.es/pages/FActivities.htm
Производство агломерата	0,07 кг на тонну Продукции агломерата	ЕМЕР/CORINAIR Emission Inventory Guidebook (EEA, 2005). Процессы с контактом: заводы агломерата и окатышей (за исключением сжигания 030301) Таблица 8.2a (Коэффициенты выбросов для газообразных веществ)
<p>Примечание: В этом разделе описан метод уровня 1 по умолчанию и более точный метод уровня 3 на уровне завода для оценки выбросов CH_4 от производства агломерата или железа; оба метода аналогичны тем, что применяются для оценки выбросов CO_2. Метод уровня 2 отсутствует.</p> <p>Для заводов агломерата, работающих на коксовой мелочи, коэффициент выбросов равен 50 мг CH_4 на МДж, а потребление кокса – от 38 до 55 кг кокса на тонну агломерата. Это соответствует среднему коэффициенту выбросов 0,07 кг CH_4 на тонну агломерата при значении по умолчанию 28,2 ТДж/ГДж кокса.</p>		

Таблица 2

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 3

Молекулярные веса и содержание диоксида углерода для основных видов карбонатов

Карбонат	Название минерала	Молекулярный вес	Коэффициент выброса (тонны CO ₂ / тонну карбоната)*
CaCO ₃	Кальцит** или арагонит	100,0869	0,43971
MgCO ₃	Магнезит	84,3139	0,52197
CaMg(CO ₃) ₂	Доломит **	184,4008	0,47732
FeCO ₃	Сидерит	115,8539	0,37987
Ca(Fe,Mg,Mn)(CO ₃) ₂	Анкерит***	185,0225-215,6160	0,40822-0,47572
MnCO ₃	Родохрозит	114,9470	0,38286
Na ₂ CO ₃	Карбонат натрия или кальцинированная сода	106,0685	0,41492

Примечание: источник:

1) CRC Handbook of Chemistry and Physics (2004);

2) РП МГЭИК, 2006г. Том 3, Глава 2

* Доля выделившегося в атмосферу CO₂ при условии 100%-ного кальцинирования, т.е.

1 тонна кальцита при полном кальцинировании дает 0,43971 тонны CO₂;

**Кальцит – основной минерал в составе известняка. Такие термины, как высокомагнезиальный известняк или доломитовый известняк, относятся к относительно небольшим количествам замещения Ca на Mg в обычно применяемой формуле известняка CaCO₃;

*** Интервал молекулярного веса, показанный для анкерита, предполагает присутствие Fe, Mg и Mn в количествах не менее 1,0 процента.

Методика по расчету выбросов парниковых газов от производства цемента и извести

Глава 1. Общие положения

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

Производственные процессы от сжигания топлива на печах (высокотемпературная переработка сырья в печах, с целью протекания химических реакций и извлечение полезных компонентов), рассчитываются в соответствии с международными методиками по расчету выбросов парниковых газов.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В Методике используются следующие термины и определения:

1) известь– это продукт, получаемый при высоких температурах в результате кальцинирования известняка. Производство извести протекает в вертикальных шахтных печах или во вращающихся печах, сжигающих уголь, нефтепродукты или природный газ;

2) кальцинация (обжиг) — придание веществу новых свойств, путем нагревания до высоких температур (не достигая точки плавления) с целью удаления летучих примесей или для окисления и придания хрупкости (для облегчения измельчения);

3) карбонатное сырье - известняки, доломиты, мраморы, мергели, глинистые известняки, доломиты, мел, магнезит, а также сырье для производства искусственных стройматериалов;

4) субъект квотирования– физическое или юридическое лицо, в собственности или ином законном пользовании которого находится установка;

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

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

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

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

9) 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 производства цемента для субъектов квотирования

4. Для полной оценки выбросов CO₂ от процессов декарбонизации и окисления сырьевых материалов в печи, субъект квотирования 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, субъект квотирования 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 марта года следующего за отчетным периодом.

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой.

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{\text{calcin}^*RM,y} = CLNK_y \times EF_{\text{cli},y}, \quad (1)$$

где:

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

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

$EF_{cli,y}$ – коэффициент выбросов CO_2 от кальцинации для производства клинкера в период "у", тонн CO_2 -эквивалент. Показатель рассчитывается в соответствии с формулой, указанной в пункте 14 настоящей Методики.

При единице измерения - тонна, округление производится до трех цифр после запятой.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

8. Показатель: Количество произведенного клинкера

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой.

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$CLNK_y = CEM_y - MIC_y + CLNK_{stken,y} - CLNK_{srkbg,y} - CLNK_{purchased,y} + CLNK_{sold,y}, \quad (2).$$

где:

$CLNK_y$ – количество клинкера за период "у", тонн;

CEM_y – количество цемента, произведенного за период "у", тонн. Показатель рассчитывается в соответствии с формулой, указанной в пункте 10 настоящей Методики.

MIC_y – количество минеральных добавок, использованных для производства цемента в период "у", тонн. Показатель рассчитывается в соответствии с формулой, указанной в пункте 10 настоящей Методики.

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

$CLNK_{srkbg,y}$ – количество запасов клинкера в хранилищах в начале периода "у", тонн;

$CLNK_{purchased,y}$ – количество закупленного клинкера в периоде "у", тонн;

$CLNK_{sold,y}$ – количество проданного на сторону клинкера в периоде "у", тонн.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

8-1. В случае наличия данных по количеству произведенного клинкера, операторы установок не осуществляют расчет количества произведенного клинкера.

Сноска. Методика дополнена пунктом 8-1 в соответствии с приказом Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального

опубликования).

9. Исключен приказом Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

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

Показатель: Количество цемента

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

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

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.

При внутреннем перемещении цемента, субъект квотирования учитывает и отражает количество цемента, отпущенного потребителям.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

10-1. В случае наличия данных по количеству произведенного цемента, операторы установок не осуществляют расчет количества произведенного цемента.

Сноска. Правила дополнены пунктом 10-1 в соответствии с приказом Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

11. Для определения коэффициента выбросов CO₂ от кальцинации для производства клинкера, субъект квотирования 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, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

Также при расчете, субъект квотирования учитывает поправку на некарбонатные источники оксидов кальция и магния в клинкере.

12. При использовании 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 CO_2 от кальцинации для производства клинкера вводится соответствующая поправка, рассчитываемая по формуле согласно пункту 14 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 CO_2 от кальцинации для производства клинкера.

Показатель: Коэффициент выбросов CO_2 от кальцинации для производства клинкера

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой.

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$EF_{\text{cli},y} = \left(MW_{\text{CO}_2} \times \left(\frac{f_{\text{CaO,CLNK},y}}{MW_{\text{CaO}}} + \frac{f_{\text{MgO,CLNK},y}}{MW_{\text{MgO}}} \right) \right) - \text{CORR}_{\text{non-carb},y} - \text{CORR}_{\text{sil},y}$$

где:

$EF_{\text{cli},y}$ – коэффициент выбросов CO_2 от кальцинации для производства клинкера в период "y", тонн CO_2 -эквивалент/тонн;

MW_{CO_2} – молярная масса CO_2 , 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;

$f_{\text{CaO,CLNK},y}$ – доля содержания оксида кальция (средневзвешенная) в клинкере в периоде "y", доли единиц. Показатель определяется по результатам лабораторных исследований, в собственной производственной или независимой лабораторией, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

$f_{\text{MgO,CLNK},y}$ – доля содержания оксида магния (средневзвешенная) в клинкере в периоде "y" определяется по результатам лабораторных исследований, в собственной

производственной или независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

$CORR_{non-carb,y}$ – поправка на некарбонатные оксиды кальция и магния в сырье в периоде "y", тонн CO_2 -эквивалент. Показатель рассчитывается в соответствии с формулой, указанной в пункте 14 настоящей Методики.

$CORR_{sil,y}$ – поправка на силикаты кальция и магния в сырье в периоде "y", тонн CO_2 -эквивалент. Показатель рассчитывается в соответствии с формулой, указанной в пункте 15 настоящей Методики.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

14. Показатель: Поправка на некарбонатные оксиды кальция и магния в сырье

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой.

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$CORR_{non-carb,y} = \frac{RM_y \times MW_{CO_2}}{CLNK_y} \times \left(\frac{f_{CaO, RM,y}}{MW_{CaO}} + \frac{f_{MgO, RM,y}}{MW_{MgO}} \right)$$

где:

$CORR_{non-carb,y}$ – поправка на некарбонатные оксиды кальция и магния в сырье в периоде "y", тонн CO_2 -эквивалент;

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

$f_{CaO, RM,y}$ – доля содержания некарбонатного оксида кальция (средневзвешенная) в сырье в периоде "y", доли единицы.

Показатель определяется по результатам лабораторных исследований, в собственной производственной или независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

$f_{MgO, RM,y}$ – доля содержания некарбонатного оксида магния (средневзвешенная) в сырье в периоде "y", доли единицы. Показатель определяется по результатам лабораторных исследований, в собственной производственной или независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством

Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

15. Показатель: Поправка на силикаты кальция и магния в сырье

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой.

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$\text{CORR}_{\text{sil},y} = \frac{\text{RM}_{\text{sil},y} \times \text{MW}_{\text{CO}_2}}{\text{CLNK}_y} \times \left(\frac{f_{\text{Ca, RM}_{\text{sil},y}}}{\text{MW}_{\text{Ca}}} + \frac{f_{\text{Mg, RM}_{\text{sil},y}}}{\text{MW}_{\text{Mg}}} \right)$$

где:

$\text{RM}_{\text{sil},y}$ – количество силикат-содержащего сырья, использованного для производства клинкера в период "y", тонн;

$f_{\text{Ca, RM}_{\text{sil},y}}$

– доля содержания кальция (средневзвешенная) в силикат-содержащем сырье в периоде "y", доли единиц. Показатель определяется по результатам лабораторных исследований, в собственной производственной или независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

$f_{\text{Mg, RM}_{\text{sil},y}}$

– доля содержания магния (средневзвешенная) в силикат-содержащем сырье в периоде "y", доли единиц. Показатель определяется по результатам лабораторных исследований, в собственной производственной или независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

MW_{Ca} – молярная масса кальция, равная 40,078 грамм/моль;

MW_{Mg} – молярная масса магния, равная 24,305 грамм/моль.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

16. Субъект квотирования учитывает эквивалент выделения CO_2 через содержание оксида магния в клинкере с целью полного учета выбросов CO_2 , при содержании в

сырьевых материалов значительного количества карбонатов, не являющихся кальцием и магнием.

При расчете коэффициента выбросов CO_2 от кальцинации для производства клинкера, соответствующее значение (без поправки на цементную пыль) составляет 0,5101 тонн CO_2 -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 при производстве низко-щелочного клинкера.

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

19. Субъект квотирования для расчета выбросов парниковых газов применяет коэффициент выбросов CO_2 от кальцинации для производства клинкера, так как пыль отбора состоит из декарбонизированного сырья.

20. Показатель: Выбросы CO_2 от декарбонизации сырья в составе цементной пыли из отбора, которая не возвращается в печь

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой.

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$E_{\text{calcin,BD},y} = \text{BD}_y \times \text{EF}_{\text{cli},y}$	(8).
--	------

где:

$E_{\text{calcin,BD},y}$ – выбросы CO_2 от декарбонизации сырья в составе цементной пыли из отбора в период "y", тонн CO_2 -эквивалент;

BD_y – количество цементной пыли из отбора, которая не возвращается в печь в период "y", тонн. Показатель определяется по результатам замеров собственной производственной или независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

$\text{EF}_{\text{cli},y}$ – коэффициент выбросов CO_2 от кальцинации для производства клинкера в период "y", тонн CO_2 -эквивалент. Показатель определяется по результатам замеров

собственной производственной или независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

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 CO_2 от декарбонизации сырья цементной пыли из фильтров и потерянной пыли, которая не возвращается в печь

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой.

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$E_{\text{calcin,CKD}_y} = \text{CKD}_y \times EF_{\text{CKD}_y}$	(9),
---	------

где:

$E_{\text{calcin,CKD}_y}$ – выбросы CO_2 от декарбонизации сырья в составе цементной пыли, которая не возвращается в печь в период "y", тонн CO_2 -эквивалент;

CKD_y – количество цементной пыли, которая не возвращается в печь в период "y", тонн. Показатель определяется по результатам лабораторных исследований, в собственной производственной или независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

EF_{CKD_y} – коэффициент выбросов CO_2 от кальцинации потерянной цементной пыли в период "y", тонн CO_2 -эквивалент. Показатель рассчитывается согласно формуле, указанной в пункте 22 настоящей Методики.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

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

Субъект квотирования 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 марта года следующего за отчетным периодом.

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой.

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$EF_{\text{СКД},y} = \left(\frac{EF_{\text{cli},y}}{1 + EF_{\text{cli},y}} \right) \times d_{\text{СКД},y} / \left(1 - \left(\left(\frac{EF_{\text{cli},y}}{1 + EF_{\text{cli},y}} \right) \times d_{\text{СКД},y} \right) \right),$$

где:

$EF_{\text{СКД},y}$ – коэффициент выбросов CO₂ от кальцинации потерянной цементной пыли в период "y", тонн;

$EF_{\text{cli},y}$ – коэффициент выбросов CO₂ от кальцинации для производства клинкера в период "y", тонн CO₂-эквивалент. Показатель определяется по результатам лабораторных исследований, в собственной производственной или независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

$d_{\text{СКД},y}$ – степень кальцинации потерянной цементной пыли в период "y", доли единиц.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

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

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой.

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$d_{\text{СКД},y} = 1 - \frac{f_{\text{CO}_2,\text{СКД},y} \times (1 - f_{\text{CO}_2,\text{РМ},y})}{f_{\text{CO}_2,\text{РМ},y} \times (1 - f_{\text{CO}_2,\text{СКД},y})}, \quad (11),$$

где:

$d_{\text{СКД},y}$ – степень кальцинации потерянной цементной пыли в период "у", доли единиц;

$f_{\text{CO}_2,\text{СКД},y}$

– массовая доля содержания карбонатного CO_2 в потерянной цементной пыли период "у", доли единиц. Показатель определяется по результатам лабораторных исследований, в собственной производственной или независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

$f_{\text{CO}_2,\text{РМ},y}$

– массовая доля содержания карбонатного CO_2 в сырьевой муке в период "у", доли единиц. Показатель определяется по результатам лабораторных исследований, в собственной производственной или независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

При отсутствии соответствующих анализов характеристик цементной пыли и сырьевой муки, субъект квотирования применяет значения для степени кальцинации потерянной цементной пыли, указанные в таблице 2 приложения к настоящей Методике.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

24. Сырьевые материалы, используемые в цементном производстве, содержат незначительную долю органического углерода. В результате воздействия высоких температур в обжиговой печи углерод окисляется, приводя к выбросам CO_2 . Доля этих выбросов в общем балансе выбросов установки незначительна и редко превышает 1 %. Но в некоторых случаях, например, при использовании золы и шлаков в качестве сырья, этот источник выбросов является значительным.

Показатель: Выбросы CO_2 от окисления органического углерода в составе сырья в печи

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой.

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$E_{\text{ТОС}_y} = RM_y \times f_{\text{ТОС}_y} \times \frac{MW_{\text{CO}_2}}{MW_C},$	(12),
---	-------

где:

$E_{\text{ТОС}_y}$ – выбросы CO_2 от окисления органического углерода в составе сырья в печи в период "у", тонн CO_2 -эквивалент;

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

$f_{\text{ТОС}_y}$ – массовая общая доля содержания органического углерода в сырье в период "у", доли единиц;

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

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

Субъект квотирования применяет значение по умолчанию для массовой общей доли содержания органического углерода в сырье равно 0,002, при отсутствии соответствующих анализов характеристик сырья.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

25. При наличии производственных процессов, не включенных в настоящую Методику, субъект квотирования использует международные методики по расчету выбросов парниковых газов.

Глава 3. Расчеты выбросов CO_2 от производства цемента для субъектов администрирования

26. Показатель: Выбросы CO_2 при производстве клинкера

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

2) источники информации: исходные данные субъекта администрирования в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$E_{\text{CO}_2\text{клин}} = V_{\text{клин}} \cdot \text{CaO} \cdot \text{ЦП} \cdot 0,785,$	(13),
--	-------

где:

$E_{\text{CO}_2\text{клин}}$ - выбросы CO_2 при производстве клинкера, тонн CO_2 -эквивалент;

$V_{\text{клин}}$ – объем производства клинкера в год (тонн);

CaO – содержание CaO в клинкере (весовая фракция), согласно таблице 3 приложения к настоящей Методике,

ЦП - коэффициент поправки на цементную пыль, значение по умолчанию, согласно таблице 3 приложения к настоящей Методике.

0,785 - соотношение молекулярных весов CO_2 и CaO в сырьевом минеральном кальците (CaCO_3), на который приходится большая часть содержания CaO в клинкере.

Среднее содержание CaO в клинкере, как правило, не претерпевает значительных изменений на ежегодной основе в связи с чем, оценки проводятся периодически.

При отсутствии данных о содержании CaO, используется весовой коэффициент величиной 0,65, устанавливаемый по умолчанию.

При использовании других источников CaO, общая весовая фракция содержания CaO в клинкере снижается.

При наличии количества цементной пыли, которая не возвращается в оборот и считается потерянной для системы с точки зрения выбросов CO_2 , показатель поправки на цементную пыль берется 1,02. В таком случае, количество потерянного объема CO_2 находится в диапазоне от 1,5% до 8%.

При отсутствии данных на установке используются значения согласно таблице 3 приложения к настоящей Методике.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

27. При наличии производственных процессов, не включенных в настоящую Методику, оператор установки использует международные методики по расчету выбросов парниковых газов.

Глава 4. Расчеты выбросов CO_2 от установок по производству извести для субъектов квотирования

28. Оценка выбросов CO_2 от производства извести основана на методе загрузки карбонатов непосредственно от технологического процесса производства извести.

29. Для расчета выбросов CO_2 от установок по производству извести субъект квотирования определяет следующие источники выбросов парниковых газов:

1) выбросы CO_2 на основе данных о расходе по типам и количеству карбонатного сырья, израсходованного для производства извести;

2) выбросы CO_2 от декарбонизации сырья в составе известковой пыли из отбора, которая не возвращается в печь;

3) выбросы CO_2 от декарбонизации сырья в составе известковой пыли из фильтров и потерянной пыли, которая не возвращается в печь.

30. При расчете выбросов CO_2 , все количество извести, сырья, а также доли содержания веществ берутся для сухого вещества.

31. Показатель: выбросы CO_2 от производства извести;

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой.

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$E_{\text{CO}_2, y} = \sum_{j=1}^n (M_{j, y} \times E_{\text{FCO}_2 j} \times F_{j, y}) - \sum_{j=1}^n (M_{\text{ип}, y} \times W_{\text{ип}, y} \times (1 - F_{\text{ип}, y}) \times E_{\text{FCO}_2 j})$	(14),
--	-------

где:

$E_{\text{CO}_2, y}$ – выбросы CO_2 от производства извести, тонн CO_2 -эквивалент;

$M_{j, y}$ – масса карбоната "j", израсходованного в обжиговой печи за период "y", тонн;

$E_{\text{FCO}_2 j}$ – коэффициент выбросов CO_2 карбоната "j", тонн CO_2 /тонн;

При отсутствии соответствующих анализов характеристик значения коэффициентов выбросов $E_{\text{FCO}_2 j}$ для карбоната, коэффициент выбросов CO_2 принимается согласно таблице 4 приложения к настоящей Методике, или при отсутствии необходимых данных рассчитываются как стехиометрическое отношение молекулярной массы CO_2 к молекулярной массе карбоната в соответствии с таблицей 1 приложения к настоящей Методике.

$F_{j, y}$ – степень кальцинирования карбоната "j" за период "y", доля. Показатель определяется на основе фактических данных измерений содержания карбонатов в извести, отнесенных к общему количеству, израсходованных карбонатов за отчетный период, выраженных в тоннах.

При отсутствии фактических данных степень кальцинирования карбоната принимается для всего карбонатного сырья равным 1,0 (100 %).

$M_{\text{ип}, y}$ - масса известковой пыли, образованной за период "y", тонн. Показатель оценивается субъектом квотирования на основе измерений или расчетов, полученных по результатам собственной производственной или независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

$W_{\text{ип}, y}$ - массовая доля исходного карбоната "j" в составе известковой пыли за период "y", доля. Показатель принимается равной доли соответствующего карбоната "j" в составе сырья, израсходованного в обжиговой печи за отчетный период.

Гип,у - степень кальцинирования известковой пыли, не возвращенной в обжиговую печь, доля. Показатель определяется по фактическим данным измерений полученные по результатам собственной производственной или независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

j – вид карбоната, подаваемого в обжиговую печь (кальцит, магнезит и другие). Показатель определяется по результатам измерений (взвешивания) карбонатного сырья за вычетом содержания влаги и примесей (при наличии соответствующих данных) полученные по результатам собственной производственной или независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан в области соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

n – количество видов карбонатов, подаваемых в обжиговую печь.

При единице измерения - тонна, округление производится до трех цифр после запятой.

Поправка (снижение) объема выбросов CO₂ от производства извести, связанная с неполным кальцинированием - карбонатов, удаленных с известковой пылью и другими сопутствующими продуктами и отходами производства, осуществляется субъектом квотирования при наличии фактических данных о степени кальцинирования карбонатов в составе известковой пыли и других сопутствующих отходах на установке.

При отсутствии данных, степень кальцинирования известковой пыли (Гип,у) принимается равным 1,0 (или 100 %), что дает нулевую вычитаемую поправку.

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

Субъект квотирования для расчета выбросов парниковых газов применяет коэффициент выбросов CO₂ от кальцинации для производства извести, так как пыль отбора состоит из декарбонизированного сырья.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

32. Показатель: Выбросы CO₂ от декарбонизации сырья в составе известковой пыли из отбора, которая не возвращается в печь;

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой.

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$EIPCO_2 = ИПу \times EF_{cal.CO_2y}$	(15),
---------------------------------------	-------

где:

E_{IPCO_2} – выбросы CO_2 от декарбонизации сырья в составе известковой пыли из отбора в период "у", тонн CO_2 -эквивалент;

ИПу – количество известковой пыли из отбора, которая не возвращается в печь в период "у", тонн. Показатель определяется по фактическим данным измерений полученные по результатам собственной производственной или независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

$EF_{cal.CO_2y}$ - коэффициент выбросов CO_2 от кальцинации для производства извести в период "у", тонн CO_2 -эквивалент Показатель определяется по фактическим данным измерений полученные по результатам собственной производственной или независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

33. Показатель: Выбросы CO_2 от декарбонизации сырья известковой пыли из фильтров и потерянной пыли, которая не возвращается в печь.

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой.

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$E_{decCO_2,y} = ИП_{dec,y} \times EF_{dec.CO_2y}$	(16),
--	-------

где:

$E_{decCO_2,y}$ – выбросы CO_2 от декарбонизации сырья в составе известковой пыли из фильтров, которая не возвращается в печь в период "у", тонн CO_2 -эквивалент;

$ИП_{dec,y}$ – количество известковой пыли из фильтров, которая не возвращается в печь в период у, тонн. Показатель определяется по фактическим данным измерений полученные по результатам собственной производственной или независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

$EF_{dec.CO_2y}$ – коэффициент выбросов CO_2 от декарбонизации сырья потерянной известковой пыли из фильтров в период "у", тонн CO_2 -эквивалент. Показатель определяется по фактическим данным измерений полученные по результатам собственной производственной или независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

34. Субъект квотирования рассчитывает среднюю степень кальцинации потерянной известковой пыли для правильного расчета коэффициента выбросов CO_2 от кальцинации потерянной известковой пыли.

35. Субъект квотирования определяет степень кальцинации потерянной известковой пыли путем анализа массовой доли карбонатного CO_2 в известковой пыли и в сырьевой муке, который проводится методом потери веса на прокаливании, титровании либо инфракрасного определения CO_2 .

36. Показатель: Коэффициент выбросов CO_2 от кальцинации потерянной известковой пыли;

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой.

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$EF_{calИП,y} = [EF_{cal,y} \div (1 + EF_{cal,y})] \times d_{cal,y} / [1 - ((EF_{cal,y} \div (1 + EF_{cal,y})) \times d_{cal,y})], \quad (17)$$

где:

$EF_{calИП,y}$ – коэффициент выбросов CO_2 от кальцинации потерянной известковой пыли в период "у", тонн;

$EF_{cal,y}$ – коэффициент выбросов CO_2 от кальцинации для производства извести в период "у", тонн CO_2 -эквивалент. Показатель определяется по фактическим данным измерений полученные по результатам собственной производственной или независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса;

$d_{cal,y}$ – степень кальцинации потерянной известковой пыли в период "у", доли единиц;

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

37. Показатель: Степень кальцинации потерянной известковой пыли;

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$d_{cal,y} = 1 - [(f_{CO_2, ПИП, y} \times (1 - f_{CO_2, CM, y})) / (f_{CO_2, CM, y} \times (1 - f_{CO_2, ПИП, y}))],$	(18),
--	-------

где:

$d_{cal,y}$ – степень кальцинации потерянной известковой пыли в период "у", доли единиц;

$f_{CO_2, ПИП, y}$ – массовая доля содержания карбонатного CO_2 в потерянной известковой пыли период "у", доли единиц. Показатель определяется по фактическим данным измерений полученные по результатам собственной производственной или независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса;

$f_{CO_2, CM, y}$ – массовая доля содержания карбонатного CO_2 в сырьевой муке в период "у", доли единиц. Показатель определяется по фактическим данным измерений полученные по результатам собственной производственной или независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

При отсутствии соответствующих анализов характеристик известковой пыли и сырьевой муки, субъект квотирования применяет значения для степени кальцинации потерянной известковой пыли, степень кальцинирования известковой пыли ($F_{ИП, y}$) равным 1,0 (или 100 %).

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

38. Вследствие наличия данных у операторов установок данных для расчета при обжиге известняка, следует использовать следующую формулу:

$$M_{CO_2} = k_{CO_2, известы} \times M_{известы i} \times k_{ип, i} \times k_{гаш. известы, i} \quad (19),$$

где:

M_{CO_2} - выбросы от производства извести, тонн CO_2 -эквивалента;

$k_{CO_2, \text{известь } i}$ – коэффициент выбросов CO_2 для извести типа "i", тонн CO_2 /тонну извести;

$M_{\text{известь } i}$ – производство извести типа "i", тонны;

$k_{\text{ип}, i}$ - поправочный коэффициент на известковую пыль (ИП) для извести типа "i", относительные единицы. Эта поправка может быть учтена аналогично поправке на цементную пыль (ЦП);

$k_{\text{гаш. известь}, i}$ - поправочный коэффициент на гашеную известь типа "i", относительные единицы;

"i" -любой тип извести, из перечисленных в таблице 5 Приложения к Методике.

Сноска. Пункт 38 - в редакции приказа Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Глава 5. Расчеты выбросов CO_2 от установок по производству извести для субъектов администрирования

39. Показатель: выбросы CO_2 от производства извести для субъектов администрирования.

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

2) источники информации: исходные данные субъекта администрирования в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$E_{CO_2 \text{ известь}} = EF_{\text{известь}, i} \times M_{\text{известь}, i} \times CF_{\text{ип}, i} \times C_{\text{га}}$	(19),
--	-------

где:

$E_{CO_2 \text{ известь}}$ - выбросы CO_2 от производства извести, тонн CO_2 эквивалент;

$EF_{\text{известь}, i}$ - коэффициент выбросов для извести типа i, тонны CO_2 /тонну извести, согласно таблице 6 приложения к настоящей Методике;

$M_{\text{известь}, i}$ - производство извести типа i, тонн год;

$CF_{\text{ип}, i}$ - поправочный коэффициент на ИП (известковая пыль) для извести типа i, относительные единицы, согласно таблице 6 приложения к настоящей Методике;

$C_{\text{гаш}, i}$ - поправочный коэффициент на гашеную известь типа i, относительные единицы, согласно таблице 5 приложения к настоящей Методике;

i - любой тип извести, согласно таблице 5 приложения к настоящей Методике.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

40. Показатель: коэффициент выбросов для извести

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

2) источники информации: исходные данные субъекта администрирования в соответствии с настоящей Методикой;

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$E_{\text{известь}} = 0.85 \times E_{\text{известь с выс. сод. кальция}} + 0.15 \times E_{\text{доломит. известь}}$	(20),
---	-------

где:

$E_{\text{известь}}$ - коэффициент выбросов для извести,

$E_{\text{известь с выс. сод. кальция}}$ - коэффициент выбросов для извести согласно таблице 6 приложения к настоящей Методике;

$E_{\text{доломит. известь}}$ - коэффициент выбросов для доломитовой извести согласно таблице 5 приложения к настоящей Методике.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

41. При наличии производственных процессов, не включенных в настоящую Методику, субъект администрирования использует международные методики по расчету выбросов парниковых газов.

Приложение
к Методике по расчету выбросов
парниковых газов
от производства цемента и извести
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

Таблица 3

Значения по умолчанию содержание CaO в клинкере (весовая фракция) и коэффициента поправки на цементную пыль (ЦП)

Содержание CaO в клинкере	CO ₂ /CaO,	Коэффициент поправки ЦП
0,65	0,785	1,02

Таблица 4

Формулы, молекулярные веса и содержание диоксида углерода для основных видов карбонатов*

Карбонат	Название минерала	Молекулярный вес	Коэффициент выброса (тонны CO ₂ / тонну карбоната)**
CaCO ₃	Кальцит*** или аргонит	100,0869	0,43971
MgCO ₃	Магнезит	84,3139	0,52197
CaMg(CO ₃) ₂	Доломит***	184,4008	0,47732
FeCO ₃	Сидерит	115,8539	0,37987
Ca(Fe,Mg,Mn)(CO ₃) ₂	Анкерит****	185,0225-215,6160	0,40822-0,47572
Mn CO ₃	Родохрозит	114,9470	0,38286
Na ₂ CO ₃	Карбонат натрия или кальцинированная сода	106,0685	0,41492

Примечание: Источник:

1) CRC Handbook of Chemistry and Physics (2004);

2) РП МГЭИК, 2006г. Том 3, Глава 2

* Округление производится до трех цифр после запятой.

** Доля выделившегося в атмосферу CO₂ при условии 100%-ного кальцинирования, т.е. 1 тонна кальцита при полном кальцинировании дает 0,43971 тонны CO₂.

*** Кальцит - основной минерал в составе известняка.

**** Интервал молекулярного веса, показанный для анкерита, предполагает присутствие Fe, Mg и Mn в количестве не менее 1,0%.

Таблица 5

Параметры для расчета коэффициентов выбросов от производства извести по умолчанию

Тип извести	Стехиометрическое отношение [тонны CO ₂ на тонну CaO или CaO*MgO] (1)	Диапазон содержания CaO [%]	Диапазон содержанияd MgO [%]	Значение по умолчанию для содержания CaO или CaO*MgO [дробь] (2)	Коэффициент выбросов по умолчанию [тонны CO ₂ на тонну извести] (1) • (2)
Известь с большим содержанием кальция*	0,785	93-98	0,3-2,5	0,95	0,75

Доломитовая известь**	0,913	55-57	38-41	0,95 или 0,85	0,86 или 0,85
Гидравлическая известь***	0,785	65-92	нет данных	0,75	0,59
Примечание: * известь с высоким содержанием кальция (СаО + примеси); ** доломитовая известь (СаО*МgО + примеси); *** гидравлическая известь (СаО + гидравлические силикаты кальция), которая представляет собой промежуточный материал между известью и цементом.					

Приложение 6 к приказу
Министр экологии
и природных ресурсов
Республики Казахстан
от 17 января 2023 года № 9

Методика по расчету выбросов парниковых газов от производства алюминия, ферросплавов, свинца и цинка

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика по расчету выбросов парниковых газов от производства алюминия, ферросплавов, свинца и цинка (далее – Методика) разработана в соответствии с пунктом 3 статьи 294 Экологического кодекса Республики Казахстан (далее – Кодекс) и предназначена для расчетов выбросов парниковых газов от производства алюминия, ферросплавов, свинца и цинка.

2. Производственные процессы от сжигания топлива на печах (высокотемпературная переработка сырья в печах, с целью протекания химических реакций и извлечение полезных компонентов), рассчитываются в соответствии с международными методиками по расчету выбросов парниковых газов.

Сноска. Пункт 2 - в редакции приказа Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

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) вельцевание — процесс извлечения металлов отгонкой при нагреве во вращающейся печи полиметаллических отходов свинцового, медного и оловянного производств;
- 4) спекание – процесс производства изделий из однородных металлических порошков который производится при температуре ниже температуры плавления металла;

5) катод — электрод, имеющий отрицательный заряд, на котором происходят реакции восстановления;

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

7) оператор системы торговли углеродными единицами - подведомственная организация по регулированию выбросов парниковых газов уполномоченного органа в области охраны окружающей среды, обеспечивающая техническое и экспертное сопровождение государственного регулирования и международного сотрудничества в сфере выбросов и поглощений парниковых газов;

8) свинцовый концентрат – сыпучий продукт флотации полиметаллических руд, порошок черно-синего цвета, содержащий около 70 % свинца;

9) цинк - тяжелый легкоплавкий металл синевато-белого цвета;

10) прямая плавка - тепловая обработка руды для выделения из нее металла. Является формой добывающей металлургии. Процесс плавления используется для извлечения многих металлов из их руд, в том числе серебра, железа, меди и других неблагородных металлов;

11) ферросплав - концентрированный сплав железа и одного или более элементов, таких как кремний, марганец, хром, молибден, ванадий и вольфрам. Эти сплавы используются для раскисления и изменения свойств стали;

12) флюсы - сырьевые материалы, как известняк, доломит, известь и кварцевый песок, используемые в технологическом процессе производства для снижения потребления тепла и для других энергетических требований при термической обработке минерального сырья;

13) шлак - силикатный расплавленный остаток, который получают целенаправленно при плавлении металлических руд либо в последующих печах, когда добавляют шлакообразователь (обычно известняк и /или доломит, либо известь);

14) шлакообразователь – материал, удаляющий примеси из металлических руд в процессе их плавки. Шлакообразователи обычно выполняют также и функцию флюса;

15) 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 экологическим законодательством Республики Казахстан.

Глава 2. Расчеты выбросов парниковых газов от производства алюминия

5. К парниковым газам, выделяющимся при производстве алюминия, относятся двуокись углерода (далее – CO₂), перфторуглероды (далее – ПФУ) – тетрафторметан (

далее – CF_4) и гексафторэтан (далее – C_2F_6). 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 марта года следующего за отчетным периодом

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{CO_2} = P_a \times Q \times (100 - S_a - \text{Зола}_a) / 100 \times 44/12, (1),$$

где:

E_{CO_2} – выбросы CO_2 от потребления предварительно обожженных анодов, тонн CO_2 ;

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

Q – Общее производство алюминия, тонн;

S_a – содержание серы с предварительно обожженным анодом, вес.%. Показатель определяется в собственной аттестованной производственной лаборатории, либо в независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

Зола_a – содержание золы в обожженных анодах, вес.%. Показатель определяется в собственной аттестованной производственной лаборатории, либо в независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

44/12 – соотношение молекулярной массы CO_2 и углерода.

При единице измерения - тонна, округление производится до двух цифр после запятой.

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

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

7. Показатель: сжигание летучих веществ, выделившихся при обжиге

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:

$$E_{CO_2} = (GA - H_w - BA - WT) \times 44/12 \quad (2),$$

где:

E_{CO_2} - выбросы CO_2 от сжигания летучих веществ смолы, тонны CO_2

GA - начальный вес необожженных анодов, согласно таблице 2 приложения к настоящей Методике, тонны

H_w - содержание водорода в необожженных анодах, согласно таблице 2 приложения к настоящей Методике, тонны

BA - вес обожженных анодов, согласно таблице 2 приложения к настоящей Методике, тонны

WT - собранные отходы дегтя, согласно таблице 2 приложения к настоящей Методике, тонны

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

8. Показатель: сжигание материала загрузки печи (кокс)

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:

$$E_{CO_2} = PCC \times BA \times [(100 - S_{pc} - Зола_{pc})/100] \times 44/12 \quad (3),$$

где

E_{CO_2} - выбросы CO_2 от материала загрузки печи обжига, тонны CO_2

PCC - потребление кокса согласно таблице 3 приложения к настоящей Методике, тонны/тонну обожженных анодов

BA - вес обожженных анодов, согласно таблице 3 приложения к настоящей Методике, тонны

S_{pc} - содержание серы в коксе загрузки, согласно таблице 3 приложения к настоящей Методике, вес. %

Зола_{pc} - содержание золы в коксе загрузки, согласно таблице 3 приложения к настоящей Методике, вес. %

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

9. Показатель: выбросы CF_4 от производства алюминия

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

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{CF_4} = (k_{CF_4} \times T \times Q) \times GWP_{CF_4}, \quad (4),$$

где:

E_{CF_4} – выбросы CF_4 от производства алюминия, килограмм CF_4 ;

k_{CF_4} – угловой коэффициент для CF_4 , согласно таблице 4 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. Показатель определяется в собственной аттестованной производственной лаборатории, либо в независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

Q – Производство алюминия, тонны;

GWP_{CF_4} – потенциал глобального потепления CF_4 , согласно пунктом 3 статьи 282 Кодекса.

При единице измерения - тонна, округление производится до трех цифр после запятой.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

10. Показатель: выбросы C_2F_6 от производства алюминия

$$E_{C_2F_6} = (E_{CF_4} \times F_{C_2F_6 / CF_4}) \times GWP_{C_2F_6} \quad (5),$$

где:

$E_{C_2F_6}$ – выбросы C_2F_6 от производства алюминия, килограмм C_2F_6 ;

$F_{C_2F_6 / CF_4}$ – весовое соотношение C_2F_6/CF_4 , кг (данные из таблицы 4 Приложения к настоящей Методике);

$GWP_{C_2F_6}$ – потенциал глобального потепления C_2F_6 , согласно пункту 3 статьи 282 Кодекса.

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

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

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

Сноска. Пункт 10 - в редакции приказа Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

11. При наличии производственных процессов, не включенных в настоящую методику, оператор установки использует международные методики по расчету выбросов парниковых газов.

Глава 3. Расчеты выбросов парниковых газов от производства ферросплавов

12. Данная категория источников выбросов парниковых газов включает выбросы CO_2 , выделяющиеся при производстве ферросплавов (феррохрома, ферромарганца, ферромolibдена, ферроникеля, ферросилиция, ферротитана, ферровольфрама, феррованадия, силикомарганца и других видов ферросплавов или металлического кремния) возникающие в результате окисления углерода топлива, сырья, восстановителей, углеродсодержащих материалов и разложения карбонатов с учетом сохранения части углерода в составе ферросплавов и сопутствующих продуктах и отходах производства.

13. При наличии на установке нескольких технологических линий, оператор установки осуществляет расчеты выбросов CO_2 отдельно от каждой группы и по каждой технологической линии источников. Полученные значения выбросов CO_2 суммируются.

14. Оператор установки использует уголь и кокс с различным содержанием золы, связанного углерода и летучих веществ. При этом, количество углерода в карбонатных рудах и шлакообразующих материалах меняется. Поэтому самый точный расчет выбросов CO_2 основан на общем количестве углерода, содержащегося в восстановителях, электродной массе, рудах, шлакообразующих материалах и продуктах.

15. Показатель: выбросы CO_2 от производства ферросплавов;

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

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{CO_2} = \sum i (M_{\text{восст.}i} \times \text{ССодержание}_{\text{восст.}i}) \times 44/12 + \sum h (M_{\text{руда},h} \times \text{ССодержание}_{\text{руда},h}) \times 44/12 + \sum j (M_{\text{шлакообр.}j} \times \text{ССодержание}_{\text{шлакообр.}j}) \times 44/12 - \sum k (M_{\text{продукт.},k} \times \text{ССодержание}_{\text{продукт.},k}) \times 44/12 - \sum d (\text{Мисходящий}_{\text{непродукт.},d} \times \text{ССодержание}_{\text{исходящий}_{\text{непродукт.},d}} \times 44/12) \quad (6),$$

где:

E_{CO_2} – выбросы CO_2 от производства ферросплавов, тонн CO_2 ;

$M_{\text{восст.}i}$ – масса восстановителя, тонны;

$\text{ССодержание}_{\text{восст.}i}$ – углеродное содержание восстановителя i , определяется по результатам лабораторных исследований собственной производственной или независимой лабораторией, аккредитованной в порядке, установленном законодательством РК, тонны С/тонну восстановителя;

$M_{\text{руда},h}$ – масса руды h , тонны;

$\text{ССодержание}_{\text{руда},h}$ – углеродное содержание руды h , тонны С/тонну руды.

Показатель определяется по результатам лабораторных исследований собственной производственной или независимой лабораторией, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

$M_{\text{шлакообр.}j}$ – масса шлакообразующего материала j , тонны;

$\text{ССодержание}_{\text{шлакообр.}j}$ – углеродное содержание шлакообразующего у материала j , тонны С/тонну шлакообразующего материала. Показатель определяется по результатам лабораторных исследований собственной производственной или независимой лабораторией, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

$M_{\text{продукт.},k}$ – масса продукта k , тонны;

$\text{ССодержание}_{\text{продукт.},k}$ – углеродное содержание продукта k , тонны С/тонну продукта. Показатель определяется по результатам лабораторных исследований собственной производственной или независимой лабораторией, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

$\text{Мисходящий}_{\text{непродукт.},d}$ – масса непродуктового исходящего потока d , тонны;

$\text{ССодержание}_{\text{исходящий}_{\text{непродукт.},d}}$ – углеродное содержание непродуктового потока d , тонны С/тонну. Показатель определяется по результатам лабораторных исследований собственной производственной или независимой лабораторией,

аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

44/12 – коэффициент умножения для получения массы CO_2 , выделившегося от каждой единицы массы общего израсходованного углерода.

При единице измерения - тонна, округление производится до двух цифр после запятой.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

16. При расчете общего содержания углерода в восстановителях с помощью анализа зольности и процента летучих веществ, показатель рассчитывается следующим образом.

Показатель: углеродное содержание восстановителя;

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

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$C_{\text{Содержаниевосст.}i} = F_{\text{фикс.}C,i} + F_{\text{летучие},j} \times C_v \quad (7),$$

где:

$C_{\text{Содержаниевосст.}i}$ – углеродное содержание восстановителя i , тонны C /тонну восстановителя;

$F_{\text{фикс.}C,i}$ – массовая фракция фиксированного C в восстановителе i , тонны C /тонну восстановителя;

$F_{\text{летучие},j}$ – массовая фракция летучих веществ в восстановителе i , тонны летучих веществ/тонну восстановителя;

C_v – углеродное содержание летучих веществ, тонны C / тонну летучих веществ.

При отсутствии другой информации применяют $C_v = 0,65$ для угля и $0,80$ для кокса.

При единице измерения - тонна, округление производится до двух цифр после запятой.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

17. При расчете выбросов CH_4 от производства ферросилиция используются прямые измерения, а не коэффициенты выбросов

Показатель: выбросов CH_4 от производства ферросилиция

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

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{\text{CH}_4, \text{ ферросилиций}} = S \times E_{\text{х, ферросилиций}} \quad (8),$$

где:

$E_{\text{CH}_4, \text{ ферросилиций}}$ – выбросы CH_4 от производства ферросилиция, тонн CH_4 ;

S - количество произведенного ферросилиция, тонн

$E_{\text{хферросилиций}}$ – коэффициент выброса согласно таблице 5 приложения к настоящей Методике, кг CH_4 /тонну произведенного ферросилиция,

При расчете выбросов CH_4 в эквиваленте тонны CO_2 используются потенциалы глобального потепления в соответствии с пунктом 3 статьи 282 Кодекса.

При единице измерения - тонна, округление производится до трех цифр после запятой.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

18. В таблицах 5 и 6 приложения к настоящей Методике представлены значения коэффициентов выбросов CO_2 и CH_4 для производства ферросплавов. Для их использования оператор установки корректирует их в соответствии с собственными данными либо применения значений согласно таблице 6 приложения к настоящей Методике при полном соответствии указанных значений и собственных значений на установке.

19. Выбросы от производства ферросплавов с использованием древесины или другой биомассы в качестве топлива или восстановителя, не учитываются в расчетах выбросов CO_2 , поскольку углерод древесины является биогенным.

20. При отсутствии необходимых данных о содержании углерода в настоящей методике, допускается использование справочных данных из других источников информации с обязательной ссылкой на источник информации.

21. При наличии производственных процессов, не включенных в настоящую методику, оператор установки использует международные методики по расчету выбросов парниковых газов.

Глава 4. Расчеты выбросов парниковых газов от установок по производству свинца

22. В Республике Казахстан для производства свинца, в основном, применяется способ прямой плавки, спекания/плавки, а также вторичное производство очищенного свинца из рециклированного свинца, из отработанных свинцовых аккумуляторов

23. Для производства свинца оператор установки использует различные типы печей в соответствии с таблицей 7 приложения к настоящей Методике и количество восстановителей (уголь, природный газ и доменный кокс; в электропечах сопротивления используется нефтяной кокс) с различным содержанием золы и связанного углерода. При этом, количество углерода в карбонатных рудах и шлакообразующих материалах меняется. Поэтому самый точный расчет выбросов CO₂ основан на количестве и составе восстановителя, шлакообразующих материалах и других технологических материалах.

24. Показатель: выбросы CO₂ от производства свинца;

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

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{CO_2} = \sum_{i=1}^n (M_{\text{восст.}i} \times \text{ССодержание}_{\text{восст.}i}) \times 44/12 + \sum_{j=1}^n (M_{\text{шлакообр.}j} \times \text{ССодержание}_{\text{шлакообр.}j}) \times 44/12 - \sum (M_{\text{прод.}k} \times \text{ССодержание}_{\text{прод.}k}) \times 44/12, \quad (9),$$

где:

E_{CO_2} – выбросы CO₂ от производства свинца, тонн CO₂;

$M_{\text{восст.}i}$ – количество i-того восстановителя, тонны;

$\text{ССодержание}_{\text{восст.}i}$ – углеродное содержание i-того восстановителя, тонн С/ тонну восстановителя. Показатель определяется по результатам лабораторных исследований собственной производственной или независимой лабораторией, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

$M_{\text{шлакообр.}j}$ - масса j-того шлакообразующего и/или флюсующего материала, тонны;

$\text{ССодержание}_{\text{шлакообр.}j}$ - углеродное содержание j-того шлакообразующего материала, тонн С/тонну шлакообразующего материала. Показатель определяется по результатам лабораторных исследований собственной производственной или независимой лабораторией, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

$M_{\text{продукт.}k}$ - масса k-того продукта процесса, тонны;

$C_{\text{Содержание}_{\text{продукт}, k}}$ - углеродное содержание k-того продукта процесса, тонны C/тонну продукта. Показатель определяется по результатам лабораторных исследований собственной производственной или независимой лабораторией, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

44/12 – коэффициент умножения для получения массы CO_2 , выделившегося от каждой единицы массы общего израсходованного углерода.

При невозможности проведения лабораторных анализов, оператор установки использует показатели в соответствии с таблицами 7 и 8 приложения к настоящей Методике либо справочную информацию с указанием ссылки на использованные справочные материалы.

При единице измерения - тонна, округление производится до двух цифр после запятой.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

25. При наличии производственных процессов, не включенных в настоящую Методику, оператор установки использует международные методики по расчету выбросов парниковых газов.

Глава 5. Расчеты выбросов парниковых газов от установок по производству цинка

26. В Республике Казахстан первичное производство цинка осуществляется гидрометаллургическим способом, который не дает неэнергетических выбросов CO_2 . Однако в Казахстане также существует вторичный способ производства цинка в вельц-печах при котором происходят выбросы парниковых газов CO_2

27. Показатель: выбросы CO_2 от производства цинка

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

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{\text{CO}_2} = \sum i (M_{\text{восст}, i} \times C_{\text{Содержание}_{\text{восст}, i}}) \times 44/12 - \sum y (M_{\text{прод}, y} \times C_{\text{Содержание}_{\text{прод}, y}}) \times 44/12 \quad (10),$$

где:

E_{CO_2} – выбросы CO_2 от производства цинка из вельц-кеков в вельц-печах, тонн CO_2 ;

$M_{\text{восст.}i}$ – масса i -того восстановителя, тонны;

$C_{\text{Содержаниевосст.}i}$ – углеродное содержание i -того восстановителя, тонны С/тонну восстановителя;

$M_{\text{продукт.}y}$ - масса y -го продукта процесса, тонны;

$C_{\text{Содержание, }y}$ - углеродное содержание y -того продукта процесса, тонны С/тонну продукта.

44/12 – коэффициент умножения для получения массы CO_2 выделившегося от каждой единицы массы общего израсходованного углерода.

При единице измерения - тонна, округление производится до двух цифр после запятой.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

28. При невозможности проведения лабораторных анализов, оператор установки использует показатели в соответствии с таблицами 7 и 8 приложения к настоящей Методике либо справочную информацию с указанием ссылки на использованные справочные материалы

29. При наличии производственных процессов, не включенных в настоящую Методику, оператор установки использует международные методики по расчету выбросов парниковых газов.

Приложение
к Методике по расчету
выбросов парниковых газов
по производству алюминия,
ферросплавов, свинца и цинка

Таблица 1

Технологические параметры для электролизеров с предварительно обожженным анодом

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

Технологические параметры, используемые для оценки выбросов CO₂ от сжигания летучих веществ смолы

Параметр	Метод уровня ²		Метод уровня ³	
	Источник данных	Неопределенность (+/- %)	Источник данных	Неопределенность (+/- %)
GA: начальный вес необожженных анодов (тонны необожженных анодов в год)	Данные отдельных предприятий	2	Данные отдельных предприятий	2
Hw : содержание водорода в необожженных анодах (тонны)	Использовать типичное значение для данной промышленности = $0,005 \times GA$	50	Данные отдельных предприятий	10
BA: производство обожженных анодов (тонны в год)	Данные отдельных предприятий	2	Данные отдельных предприятий	2
WT: собранные отходы дегтя (тонны) а) печи Райдхаммера б) все другие печи	Использовать типичное значение для данной промышленности, а) $0,005 \times GA$ б) незначительно	50	Данные отдельных предприятий	20

Таблица 3

Технологические параметры, используемые для оценки выбросов CO₂ от загрузки печи обжига

Параметр	Метод уровня ²		Метод уровня ³	
	Источник данных	Неопределенность (+/- %)	Источник данных	Неопределенность (+/- %)
PCC: потребление кокса (тонны / тонну обожженных анодов в год)	Использовать типичное значение для данной промышленности 0,015	25	Данные отдельных предприятий	2
BA: производство обожженных анодов (тонны в год)	Данные отдельных предприятий	2	Данные отдельных предприятий	2
Spc: содержание серы в коксе загрузки печи (вес. %)	Использовать типичное значение для данной промышленности 2	50	Данные отдельных предприятий	10

Золарс: содержание золы в коксе загрузки, (вес. %)	Использовать типичное значение для данной промышленности 2,5	95	Данные отдельных предприятий	10
--	--	----	------------------------------	----

Таблица 4

Угловые коэффициенты для CF_4 и C_2F_6 для расчета выбросов ПФУ по различным технологиям

Сноска. Таблица 4 - в редакции приказа Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Технология ^a	Угловой коэффициент ^{b,c} для CF_4 кг/тонн, (килограмм CF_4 / тонн алюминия) / (минуты анодного эффекта/ ванно-сутки)		Коэффициент перенапряжения ^{b,c,d} , [(кг CF_4 /T _{Al})/ (мВ)]		Весовое соотношение C_2F_6 / CF_4	
	CF_4	Неопределенность, (+/-) %	CF_4	Неопределенность, (+/-) %	C_2F_6 / CF_4	Неопределенность, (+/-) %
GWPB	0,143	6	1,16	24	0,121	11
SWPB	0,272	15	3,65	43	0,252	23
VSS	0,092	17	Не применяется	Не применяется	0,053	15
HSS	0,099	44			0,085	48

Примечание:

^a Центральное предварительное спекание (GWPB), боковое предварительное спекание (SWPB), вертикальный метод Стада Содеберга (VSS).

^b Источник: измерения, переданные в IAI, измерения финансируемые US EPA, измерения различных заводов.

^c В каждом угловом коэффициенте напряжения заложено предположение о соотношении выбросов по разным технологиям: GWPB 98 %, SWPB 90 %, VSS 85 %, HSS 90 %. Эти проценты были предложены на основании измерений фракции ПФУ, измерений выхода по газу фтору и заключения экспертов.

^d Указанные коэффициенты отражают измерения, проведенные на нескольких предприятиях, регистрирующих положительное перенапряжение, и на других предприятиях, регистрирующих алгебраическое перенапряжение. В настоящее время не установлено устойчивое соотношение между положительным и алгебраическим перенапряжением. Положительное перенапряжение должно давать лучшую корреляцию с выбросами ПФУ, чем алгебраическое перенапряжение. Коэффициенты перенапряжения не применяются к технологиям VSS и HSS.

Таблица 5

Коэффициенты выбросов CH_4 (кг CH_4 / на тонну продукта)

Выбросы	Сплав	Способ производства		
		Загрузка шихты партиями	Непрерывная загрузка шихты ¹⁾	Непрерывная загрузка шихты > 750 ⁰ C ²⁾
CH ₄	Si -металл	1,5	1,2	0,7

	FeSi 90	1,4	1,1	0,6
	FeSi 75	1,3	1,0	0,5
	FeSi 65	1,3	1,0	0,5

1) Непрерывная загрузка – это постоянная загрузка шихты через каждую минуту;
2) Измерение температуры в каналах отходящего газа, при невозможности термометра "видеть" сжигание в колпаке печи

Таблица 6

Коэффициенты выбросов CO₂ для производства ферросплавов (тонны CO₂ /тонну восстановителя)

Восстановитель (применение)	Коэффициент выбросов
Уголь (для FeSi и кремниевых сплавов)	3,1
Уголь (для других ферросплавов)	см.ниже *
Кокс (для FeMn и SiMn)	3,2 - 3,3
Кокс (для Si и FeSi)	3,3 – 3,4
Кокс (для других ферросплавов)	см.ниже *
Термически обработанные электроды	3,54
Электродная масса	3,4
Нефтяной кокс	3,5

*Составителям кадастра рекомендуется использовать значения специфические для конкретного производителя, основанные на среднем значении для смеси угля и/или кокса для конкретного производителя ферросплавов.
Источник: Olsen (2004), Lindstad (2004); МГЭИК, 2006г.

Таблица 7

Углеродное содержание материалов, используемых при производстве свинца и цинка (кг углерода /кг продукции)

Технологические материалы	Углеродное содержание
Доменный газ	0,17
Древесный уголь*	0,91
Уголь I	0,67
Каменноугольный деготь	0,62
Кокс	0,83
Газ из камерных печей	0,47
Коксующийся уголь	0,73
Углеродные электроды ЭДП2	0,82
Углерод шихты ЭДП3	0,83
Топливное масло4	0,86
Газовый кокс	0,83
Природный газ	0,73
Нефтяной кокс	0,87

Источник: значения углеродного содержания представлены в таблицах 1.2 и 1.3 в главе 1 Тома 2 (Энергетика) МГЭИК, 2006 г.

Примечания:

¹ – для других видов битумозного угля;

² – при условии, что 80 % составляет нефтяной кокс и 20 % -каменноугольный деготь;

³ – для кокса коксовой печи;

⁴ – для газового/дизельного топлива

* Количество выбросов CO₂ от древесного угля рассчитывается с использованием этого значения углеродного содержания, но в национальных кадастрах ПГ его следует указать равным 0 (см. раздел 1.2 Том 1 МГЭИК, 2006 г.)

Таблица 8

Содержание углерода в углеродосодержащих технологических материалах в металлургическом производстве

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

Приложение 7 к приказу
Министр экологии
и природных ресурсов
Республики Казахстан
от 17 января 2023 года № 9

Методика по расчету поглощения парниковых газов в лесном хозяйстве

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика по расчету поглощения парниковых газов в лесном хозяйстве (далее – Методика) разработана в соответствии с пунктом 3 статьи 294 Экологического кодекса Республики Казахстан и предназначена для расчета поглощения парниковых газов 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 двуокси 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. Для проектов по поглощению парниковых газов в лесном хозяйстве используются 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:

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 расчете поглощения парниковых газов и подготовки проектов используются утвержденные национальные показатели для оценки величины поглощения или эмиссии парниковых газов, связанных с проектной деятельностью (при их наличии), либо международные показатели, МГЭИК и методологиями, в рамках 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 Правил одобрения углеродного офсета и предоставления офсетных единиц, утвержденных Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 25074).

5. Расчет поглощения парниковых газов базового уровня проекта Согласно Правилам одобрения углеродного офсета и предоставления офсетных единиц, утвержденных приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 25074), заявитель проекта описывает Базовый сценарий.

Для описания Базового сценария определяются границы проекта:

6. Определение границ проекта

Проектная деятельность охватывает более чем один участок земли. Каждый участок географически определяется. Граница определяется для каждого отдельного участка. Каждый отдельный участок определяется 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 ПГ согласно таблице 1 приложения к настоящей Методике.

7. Выбор наиболее вероятного сценария для базовой линии. Участники проекта определяют 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 реализовывается;

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.

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

1) Определяется сумма запаса углерода по каждой стране:

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

б) для стран 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 международным параметрам.

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

9. 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:

$$\Delta C_{BSL,t} = \sum_i \sum_j \Delta C_{ij,t} \quad (1),$$

где:

$\Delta C_{BSL,t}$

– сумма изменения запаса углерода в живой биомассе деревьев для года t , тонн CO₂;

$\Delta C_{ij,t}$

– среднегодовое изменение запаса углерода в живой биомассе деревьев для страны i вида j , тонн CO₂;

$\Delta C_{ij, \text{baseline}, t}$

– среднегодовое изменение запаса углерода в живой биомассе деревьев для страны i вида j в отсутствие проектной деятельности, тонн CO₂; i – страна;

j – вид деревьев;

t – единичный отрезок времени периода кредитования.

Для стран 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.

10. 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:

$$\Delta C_{ij,t} = (\Delta C_{G,ij,t} - \Delta C_{L,ij,t}) \quad (2),$$

где:

$\Delta C_{ij,t}$

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

$\Delta C_{G,ij,t}$

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

$\Delta C_{L,ij,t}$

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

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

11. 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:

$$\Delta C_{G,ij,t} = A_{ij} \times G_{TOTAL,ij,t} \times CF_j \frac{44}{12} \quad (3),$$

где:

$\Delta C_{G,ij,t}$

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

A_{ij}

– площадь страты i вида j , гектар;

$G_{TOTAL,ij,t}$

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

CF_j

– содержание углерода в виде j , тонн C;

44/12 – соотношение молекулярной массы с CO и углероде, безразмерно.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

12. 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:

$$G_{TOTAL,ij,t} = G_{w,ij,t} \times (1 + R_j) \quad (4),$$

$$G_{w,ij,t} = I_{v,ij,t} \times D_j \times BEF_{l,j} \quad (5),$$

где:

$G_{TOTAL,ij,t}$

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

$G_{w,ij,t}$

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

R_j

– соотношение корней и побегов, соответствующее росту по видам j , безразмерно; – среднегодовое увеличение объема товарной древесины живых деревьев для страты i вида j , m^3 ;

$I_{v,ij,t}$

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

$BEF_{1,j}$

– коэффициент разрастания биомассы для конвертации годового чистого увеличения (включая кору) в товарной древесине к увеличению общей наземной биомассы по видам j согласно таблице 2 приложения к настоящей Методике, безразмерно.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

13. 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:

$$\Delta C_{ij,t} = (C_{2,ij} + C_{1,ij})/T \times \frac{44}{12} \quad (6),$$

$$C_{2,ij} = C_{AB,ij} + C_{BB,ij} \quad (7),$$

$$C_{AB,ij} = A_{ij} \times V_{ij} \times D_i \times BEF_{2,i} \times CF_j \quad (8),$$

$$C_{BB,ij} = C_{AB,ij} \times R_j \quad (9),$$

где:

$\Delta C_{ij,t}$

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

$C_{2,ij}$

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

$C_{1,ij}$

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

T – количество лет между моментами 2 и 1;

$C_{AB,ij}$

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

$C_{BB,ij}$

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

A_{ij}

– площадь страты i вида j , гектар;

V_{ij}

– объем товарной древесины страты i вида j , м³ на гектар;

D_i

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

$BEF_{2,i}$

– коэффициент разрастания биомассы для конвертации годового чистого увеличения (включая кору) в товарной древесине к увеличению общей наземной биомассы по видам j согласно таблице 2 приложения к настоящей Методике, безразмерно;

CF_j –

содержание углерода в виде j , тонн С;

R_j

– 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, репрезентативны по типовому возрасту деревьев по сценарию базовой линии в период кредитования. Например, деревья уже зрелые на начальном этапе проекта, не берут моменты времени 1 и 2, описывающие начальную стадию активного роста.

Методы 1 и 2 равнозначны по критериям прозрачности и консервативности. Выбор метода определяется доступными параметрами для расчета. Объем товарной древесины и среднегодовое увеличение объема товарной древесины живых деревьев рассчитывают, основываясь на количестве деревьев и национальной/местной кривой/таблице роста, которая обычно доступна в органах, осуществляющих инвентаризацию лесов. Базовая плотность древесины по видам j , коэффициент разрастания биомассы, содержание углерода и соотношение корней и побегов, соответствующее росту по видам j , 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).

При отсутствии информации по видовой спецификации, используется спецификация похожего вида (форма дерева, широколиственное или хвойное и т. п.), однако руководствуясь приоритетом выбора данных, указанным выше.

Выбирая глобальные и национальные базы данных по причине неполноты местных данных, их подтверждают любой доступной местной информацией, что выбор значений не ведет к недооценке поглощения парниковых газов по базовой линии. Местные данные, используемые для подтверждения, 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.

Деревья по сценарию базовой линии не являются деревьями в лесу, следовательно, для них используются более высокие параметры роста, нежели для деревьев в лесу.

Глава 2. Расчет поглощения парниковых газов

14. При выборе значений параметров и оценок участники проекта руководствуются консервативным подходом, то есть при различных значениях параметра, выбирают значение, которое не ведет к завышенной оценке годового нетто-поглощения парниковых газов или недооценке нетто-поглощения парниковых газов по базовой линии.

15. 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 ($DC_{i,j,protect}$) рассчитывается с помощью двух методов. Однако, когда применяется метод углеродных потерь-выгод для расчета среднегодового сокращения запаса углерода вследствие потерь биомассы живых деревьев для страты i вида j ($DCL_{i,j}$) следующим способом:

16. 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:

$$\Delta C_{L,ij} = L_{felling,ij} + L_{fuelwood,ij} + L_{otherloss,ij} \quad (10),$$

$$L_{felling,ij} = H_{ij} \times D_{ij} \times BEF_{2,j} \times CF_j \quad (11),$$

$$L_{fuelwood,ij} = FG_{ij} \times D_{ij} \times BEF_{2,j} \times CF_j \quad (12),$$

$$L_{otherloss,ij} = A_{disturbance,ij} \times F_{disturbance,ij} \times B_{w,ij} \times CF_j \quad (13),$$

где:

$\Delta C_{L,ij}$

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

$L_{felling,ij}$

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

$L_{fuelwood,ij}$

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

$L_{otherloss,ij}$

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

H_{ij}

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

D_{ij}

– 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 согласно таблице 2 приложения к настоящей Методике, безразмерно;

CF_j

– содержание углерода в виде j , тонн С;

FG_{ij}

– годовой объем сбора древесного топлива с живых деревьев для страты i вида j , m^3 в год;

$A_{disturbance,ij}$

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

$F_{disturbance,ij}$

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

$B_{w,ij}$

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

Примечание: двойной счет по показателям $L_{fuelwood, ij}$ и $L_{fellings, ij}$ не применим.

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

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

17. Оценка выбросов парниковых газов по источникам. Проектная деятельность по облесению/лесовосстановлению вызывает эмиссию парниковых газов в пределах границ проекта. Эмиссии CO, CH и NO являются результатом следующей деятельности :

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

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

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

4) эмиссия NO, вызванная использованием азотсодержащих удобрений.

18. 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:

$$GHG_E = E_{FuelBurn} + E_{biomassloss} + E_{bio,assloss} + E_{Non-CO2} + B_{iomassBurn} + N_2O_{direct} - N_{fertilizer} \quad (14)$$

где:

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

$E_{FuelBurn}$ – эмиссия CO от сжигания ископаемого топлива в пределах границ проекта, тонн CO в год;

$E_{biomassloss}$ – эмиссии CO в результате сокращения запаса углерода в живой биомассе недревесной растительности, тонн CO в год. Это единовременная потеря, поэтому учитывается один раз в первый точке мониторинга;

$E_{Non-CO2, BiomassBurn}$ – эмиссии парниковых газов, отличных от CO, в результате сжигания биомассы в пределах границ проекта, тонн CO-эквивалента в год;

$N_2O_{direct-Nfertilizer}$ – эмиссия NO в результате прямого использования азота в пределах границ проекта, тонн CO-эквивалента в год.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Оцениваемая конечная антропогенная абсорбция поглотителями по базовому сценарию.

19. Показатель: Расчет эмиссии CO 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:

$$E_{FuelBurn} = (CSP_{diesel} \times EF_{diesel} + CSP_{gasoline} \times EF_{gasoline}) \times 0,001 \quad (15),$$

где:

$E_{FuelBurn}$ – эмиссия CO от сжигания ископаемого топлива в пределах границ проекта, тонн CO в год;

CSP_{diesel} – объем потребления дизеля, литров в год;

F_{diesel} – эмиссия от дизеля, кг CO в год;

CSP_{gasoline} – объем потребления бензина, литров в год;

EF_{gasoline} – эмиссия от бензина, кг CO в год;

0,001 – коэффициент перевода килограмм в тонны CO.

Участники проекта используют национальные данные по эмиссии CO либо международные значения при отсутствии национальных значений.

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.

20. 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:

$$E_{\text{biomassloss}} = \sum_i A_i + V_{\text{non-tree},i} \times CF_{\text{non-tree}} \times \frac{44}{12} \quad (16),$$

где:

$E_{\text{biomassloss}}$ – эмиссии CO в результате сокращения запаса углерода в живой биомассе недревесной растительности, тонн CO в год;

A_i – общая площадь страты i , гектар;

$V_{\text{non-tree},i}$ – средний запас недревесной биомассы на землях, подлежащих засадке по проекту, для страты i , тонн сухого вещества;

$CF_{\text{non-tree}}$ – содержание углерода в сухой биомассе недревесной растительности, тонн C на тонну сухого вещества;

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

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Расчет эмиссий парниковых газов от сжигания биомассы

При использовании метода подсеки для подготовки местности, в результате выделяются парниковых газов, отличные от CO.

21. Показатель: Рост эмиссии парниковых газов, отличных от CO₂, 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:

$$E_{\text{non-CO}_2, \text{BiomassBurn}} = E_{\text{BiomassBurnN}_2\text{O}} + E_{\text{BiomassBurn, CG}_4} \quad (17),$$

где:

$E_{\text{non-CO}_2, \text{BiomassBurn}}$ – рост эмиссии парниковых газов, отличных от CO₂, в результате сжигания биомассы при подсеке, тонн CO₂-эквивалента в год;

$E_{\text{BiomassBurnN}_2\text{O}}$ – эмиссия NO сжигаемой при подсеке биомассы, тонн CO в год;

$E_{\text{BiomassBurn, CG}_4}$ – эмиссия CH₄ сжигаемой при подсеке биомассы, тонн CO в год.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

22. 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:

$$E_{\text{biomassBurn, N}_2\text{O}} = E_{\text{biomassBurn, C}} \times (N/C^{\text{ratio}}) \times ER_{\text{N}_2\text{O}} \times \left(\frac{44}{28}\right) \times GWP_{\text{N}_2\text{O}} \quad (18),$$

$$E_{\text{biomassBurn, CH}_4} = E_{\text{biomassBurn, C}} \times ER_{\text{CH}_4} \times \left(\frac{16}{12}\right) \times GWP_{\text{CH}_4} \quad (19),$$

где:

$E_{\text{biomassBurn, C}}$ – потери запасов углерода в наземной биомассе в результате подсеки, тонн C в год;

N/C^{ratio} – соотношение азота к углероду, безразмерно;

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

16/12 – соотношение молекулярных масс CH₄ и углерода, безразмерно;

$ER_{\text{N}_2\text{O}}$ – установленный МГЭИК уровень эмиссии NO = 0.007;

ER_{CH_4} – установленный МГЭИК уровень эмиссии CH₄ = 0.012;

$GWP_{\text{N}_2\text{O}}$ – потенциал глобального потепления для NO;

GWP_{CH_4} – потенциал глобального потепления для CH_4 , кг CO_2 -эквивалента на кг CH_4 -эквивалента.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

23. 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:

$$E_{biomassBurn,C} = \sum_i A_{burn,i} \times V_i \times CE \times CF \quad (20),$$

где:

$E_{biomassBurn,C}$ – потери запасов углерода в наземной биомассе в результате подсеки, тонн C в год;

$A_{burn,i}$ – площадь подсеки для страты i , гектаров в год;

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

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

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

При невозможности определить эффективность сжигания, используют значение МГЭИК по умолчанию – 0,5. Соотношение азота и углерода приблизительно составляет 0,01. Это значение по умолчанию применяется к листовенному мусору, при сжигании мусора с большими древесными включениями применяется повышенный коэффициент, при наличии.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

24. 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:

$$N_{2O\ direct-Nfertilizer} = [(F_{SN} + F_{ON}) \times EF_1] \times 44/28 \times GWP_{N_2O} \quad (21),$$

$$F_{SN} = N_{SN-Fert} \times (1 - Frac_{GASF}) \quad (22),$$

$$F_{ON} = N_{ON-Fert} \times (1 - Frac_{GASF}) \quad (23),$$

где:

$N_{2O\ direct-Nfertilizer}$ – прямая эмиссия NO в результате применения азота в пределах границ проекта, тонн CO_2 -эквивалента в год;

F_{SN} – масса синтетического азотного удобрения, скорректированная на испарение в качестве NH_3 и NO_x , тонн азота в год;

F_{ON} – годовая масса органического азотного удобрения, скорректированная на испарение в качестве NH_3 и NO_x , тонн азота в год;

$N_{SN-Fert}$ – масса синтетического азотного удобрения, тонн азота в год;

$N_{ON-Fert}$ – масса органического азотного удобрения, тонн в год;

E_{F1} – коэффициент эмиссии от азотсодержащих компонентов, тонн $NO - N$ к тоннам N ;

$Frac_{GASF}$ – часть, испаряемая как NH_3 и NO_x для синтетических удобрений, безразмерно;

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

$GWPN_2O$ – потенциал глобального потепления для NO , кг CO_2 -эквивалента на кг NO -эквивалента.

Коэффициент эмиссии составляет 1,25 % от внесенной массы азота. Это значение применяется при отсутствии более точных коэффициентов.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

25. 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:

$$DC_{ACTUAL} = \sum_i \sum_j DC_{ij} - GHG_E \quad (24),$$

где:

DC_{ACTUAL} – фактическое чистое поглощение парниковых газов, тонн CO_2 -эквивалента в год;

DC_{ij} – среднегодовое изменение запаса углерода в живой биомассе деревьев для страты i вида j , тонн CO_2 в год.

GHG_E – эмиссия парниковых газов по источникам в пределах границ проекта в результате реализации проекта, тонн CO_2 -эквивалента в год.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Параграф 1. Расчет поглощения парниковых газов от утечек

26. При выборе параметров проекта отдается предпочтение наиболее консервативным, чтобы их применение не вело к занижению оценки утечек. Потенциальная утечка в предполагаемой проектной деятельности связана со сжиганием

ископаемого топлива транспортом для доставки семенного материала, инструментов, работников и продуктов леса в связи с реализацией проекта.

27. Показатель: Эмиссии CO 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:

$LK_{Vehicle, CO_2} = \sum_i \sum_j (EF_{ij} \times FuelConsumption_{ij}) / 1000$ (25), $FuelConsumption_{ij} = n_{ij} \times k_{ij} \times e_{ij}$ (26),

где:

$LK_{Vehicle, CO_2}$ – совокупная эмиссия парниковых газов вследствие сжигания ископаемого топлива транспортными средствами, тонн CO-эквивалента в год;

I – тип транспортного средства;

J – тип топлива;

EF_{ij} – коэффициент эмиссии для транспортного средства i с топливом j, кг CO на литр;

$FuelConsumption_i$ – потребление топлива транспортного средства i с топливом j, литр;

n_{ij} – количество транспортных средств;

k_{ij} – пробег каждого транспортного средства i с топливом j, км;

e_{ij} – средний расход топлива транспортного средства i с топливом j, литр на км.

Используются специфические для страны коэффициенты эмиссии, при наличии. При их отсутствии используются значения международных методик.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

Параграф 2. Расчет ожидаемого поглощения парниковых газов при увеличении конечной антропогенной абсорбции поглотителями

28. Расчет повышения конечной антропогенной абсорбции поглотителями – это фактическое чистое поглощение парниковых газов за минусом нетто-поглощения парниковых газов по базовой линии и утечек.

29. 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:

$$CP_{\text{project}} = C_{\text{ACTUAL}} - C_{\text{BSL}} - LK_{\text{Vehicle}}, \text{CO}_2 \text{ (27)},$$

где:

CP_{project} – чистое антропогенное поглощение парниковых газов, тонн СО-эквивалента в год;

C_{ACTUAL} – фактическое чистое поглощение парниковых газов, тонн СО-эквивалента в год;

C_{BSL} – чистое поглощение парниковых газов по базовой линии, тонн СО-эквивалента в год;

$LK_{\text{Vehicle}}, \text{CO}_2$ – совокупная эмиссия парниковых газов вследствие сжигания ископаемого топлива транспортными средствами, тонн СО-эквивалента в год.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

30. В ходе мониторинга поглощения демонстрируется, что площадь земельных участков по проекту соответствует заявленной в документации площади.

Для этого проводятся следующие процедуры:

1) полевое обследование фактических границ проектной деятельности по каждому участку;

2) измерение географических координат (широты и долготы каждого угла многоугольных участков) с использованием GPS;

3) проверка соответствия фактических границ проекта с описанием в проектной документации;

4) расчет действительной территории каждой страты и субстраты путем обмера географических координат и использования ГИС системы.

31. Граница проекта подлежит периодическому мониторингу на протяжении всего периода, так как появляются случаи обезлесивания территории проекта. При обнаружении факта обезлесенные территории определяются. При неэффективности облесения на каких-то участках, данный факт документируется.

32. Для удостоверения соответствия качества посадок указанным в проекте и должного их проведения следующие процедуры проводятся в течение первых трех лет посадок:

1) подтвердить, что подготовка местности и почв прошла в соответствии с проектом . При предварительном удалении какой-либо растительности, рассчитываются выбросы ;

2) 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; проводится повторная посадка при уровне выживаемости менее 90 %;

- 2) завершающая проверка проводится через три года после посадки;
- 3) проверка уровня выживаемости проводится на постоянно определенных единичных участках;
- 4) проверить количество сорняков: проверить факт, что борьба с сорняками осуществляется в соответствии с проектом;
- 5) обследовать и проверить соответствие видового состава страт и субстрат проекту

33. Практика управления лесами – важный фактор баланса парниковых газов по проекту, поэтому она подлежит мониторингу. Мониторинг охватывает следующие сферы управления лесными насаждениями:

- 1) прореживание: конкретная местность, площадь, виды деревьев, интенсивность прореживания, объем удаленной биомассы;
- 2) рубка: места рубки, площадь, виды деревьев, объем удаленной биомассы;
- 3) удобрение: виды деревьев, место, количество и объем внесенных удобрений;
- 4) проверка и подтверждение факта, что территории рубки вновь засаживаются или вновь засеваются непосредственно сразу после рубки, при применении непосредственного лесонасаждения или засева;
- 5) проверка и удостоверение факта существования благоприятных условий для естественного восстановления, при естественном восстановлении земли под рубку.

34. Стратификация и отбор образцов для фактических расчетов: территория проекта обычно неоднородна по микроклимату, состоянию почв и растительному покрову вкуче с различным видовым составом деревьев и возрастом лесопосадок. Следовательно, территория проекта стратифицируется. Это позволяет 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.

35. Предварительная стратификация выполняется согласно следующему алгоритму:

- 1) Оценка ключевых факторов, влияющих на запас углерода в наземных и подземных пулах. Эти факторы включают 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:
 - а) карты и/или таблицы классификации местности;
 - б) самые свежие аэрофотоснимки/спутниковые снимки/карты;
 - в) типы почв, материнская порода и карты почв;
 - д) информация по ландшафту и/или карты;
 - е) интенсивность эрозии почв;

f) 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 переходят на следующий. Например, при значительном изменении климата в пределах границ проекта, стратификация начинается с климатических различий. При ключевом факторе второго уровня – почва, тогда страта, полученная на первом уровне раздробляется в соответствии с вариацией почв. Лучше всего стратификацию реализовывать на базе GIS путем наложения карт вариаций ключевых факторов.

4) Проведение дополнительного обследования по образцам разных страт, например:

а) произрастающих деревьев, при наличии: вид, возраст, количество, средний диаметр "на высоте груди" (ДВН) и/или средняя высота деревьев на случайном участке 400 м² (как минимум, три единичных участка на страту);

б) недревесной растительности: площадь покрытия и средняя высота травянистой растительности и кустарников на случайных участках площадью 4 м² (как минимум, 10 участков на страту);

в) 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;

г) антропогенного влияния: рекомендованное выжигание, рубка, выпас скота, сбор топлива, сбор медицинских препаратов;

д) проведение анализа различий по ключевым факторам, указанным выше. При различиях внутри предварительно определенной страты, проводится более тщательное полевое исследование и рассматривается 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, разделяется на две и более страт. С другой стороны, страты со сходными характеристиками объединяются в одну. Отдельная страта значительно отличается 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 выделяются в отдельную страту. С другой стороны, факторы местности и почв не формируются гарантированно в отдельную страту, при базовой линии по одинаковому сценарию деградации и отсутствию антропогенного влияния, и при накоплении углерода в наземной и подземной биомассе схожему 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, внутри одной страты расчет запасов углерода указывает на существование двух субстрат. Также, две разные страты достаточно похожи и позволяют сформировать единую страту. Следующие факторы учитываются при последующей стратификации:

а) данные мониторинга состояния лесов и границ проекта, например, фактическая граница проекта, подготовка местности и почв, видовой состав деревьев и год посадки;

б) данные мониторинга управления лесом, например, фактическое прореживание и удобрение.

36. Разница в изменении запаса углерода по каждой страте и субстрате после первой точки мониторинга. Страты и субстраты группируются в одну страту, при одинаковом запасе углерода, изменения запаса углерода и пространственного расположения.

37. 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, лучше 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 подлежат вырубке на весь период мониторинга. В идеале, обслуживающий проект персонал не знает о местоположении участков. И при применении маркировки на местности, она незаметна.

38. 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).

39. 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:

$$n = \left(\frac{t}{E}\right)^2 \left[\sum_{h=1}^L W_h \times s_h \times \sqrt{C_h}\right] \left[\sum_{h=1}^L W_h \times s_h / \sqrt{C_h}\right] \quad (28),$$

$$n_h = n \times \frac{W_h \times s_h / \sqrt{C_h}}{\sum_{h=1}^L W_h \times s_h / \sqrt{C_h}} \quad (29),$$

где:

n - полная сумма участков;

L – общее количество страт;

T – уровень доверительной вероятности (95%);

E – стандартная ошибка ($\pm 10\%$ от среднего);

S_h – стандартное распределение страты h ;

n_h – количество участков на страту пропорционально

$$W_h \times s_h / \sqrt{C_h}$$

;

$$W_h = N_h / N$$

;

N – количество единичных участков по всем стратам,

$$N = \sum N_h$$

;

N_h – количество единичных участков в страте h , рассчитанное отношением площади страты h к площади каждого участка;

C_h – издержки на выбор участка страты h .

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

40. Стандартное распределение каждой страты (C_h) определяется с использованием результатов инвентаризации леса на похожем участке, применяя объем роста или данные по биомассе деревьев. Иначе, при такие данные недоступны, используется 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 при расчетном $n < 30$, то использовать новое n для получения нового t и провести перерасчет. Этот процесс продолжается 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 рассчитывается как часть оценки фактического чистого поглощения парниковых газов, описанной в методике определения базовой линии.

41. 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 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 м^2 до 1000 м^2 в зависимости от плотности посадки в порядке убывания плотности посадок.

42. Единичные участки распределяются максимально равномерно. Например, при трех географически разделенных территориях в страте, 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, при делении 6,3 участка, тогда 6 участков приписывается этой местности, а 0,3 участка переносится в другую.

Представление данных о мониторинге в отчете о реализации офсетного проекта согласно приложению 5 Правил одобрения углеродного офсета и предоставления офсетных единиц, утвержденных приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 25074).

Параграф 3. Особенности учета поглощения парниковых газов в управлении лесами

43. Расчет антропогенного нетто-снижения выбросов парниковых газов.

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:

$$C'_{\text{net-reduction,t}} = C'_{\text{baseline,t}} - C'_{\text{actual,t}} - C'_{\text{leakage,t}} \quad (30),$$

где

$C'_{\text{baseline},t}$

– годовая величина нетто-снижения выбросов парниковых газов в году t , тонн СО-эквивалента;

$C'_{\text{actual},t}$

– годовая величина выбросов парниковых газов по базовому сценарию в году t , тонн СО-эквивалента;

$C'_{\text{net-reduction},t}$

– годовая величина выбросов парниковых газов по проекту в году t , тонн СО-эквивалента;

$C'_{\text{baseline},t}$

– 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.

44. 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 учитываются следующие углеродные пулы:

- a) надземная биомасса (деревья) – включается;
- b) надземная биомасса (иная, не деревья) – не включается;
- c) подземная биомасса (корни и пр.) – не включается;
- d) мертвая древесина – включается;
- e) опад – не включается;
- f) почва – не включается;
- g) заготовка древесины – включается.

Источники выбросов и поглощения парниковых газов включают следующие категории:

1) 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);

2) метан: мертвая древесина, потребление ископаемого топлива для машин и оборудования, транспортировки, природные воздействия (например, лесные пожары);

3) закись азота: потребление ископаемого топлива для машин и оборудования, транспортировки, природные воздействия (например, лесные пожары).

45. Оценка выбросов парниковых газов по базовому сценарию (базовой линии). Расчет выбросов парниковых газов по базовому сценарию для проектов управления лесами осуществляется следующим способом.

46. 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:

$$C_{\text{baseline},t} = C_{\text{degradation},t} + C_{\text{emission},t} \quad (31),$$

где

$C_{\text{baseline},t}$

– годовая величина выбросов парниковых газов по базовому сценарию в году t , тонн СО-эквивалента;

$C_{\text{degradation},t}$

– годовая величина выбросов парниковых газов от деградации леса в году t , тонн СО-эквивалента;

$C_{\text{emission},t}$

– годовая величина выбросов парниковых газов, связанных с деятельностью по базовому сценарию, в году t , тонн СО-эквивалента.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

47. Расчет величины выбросов парниковых газов от деградации леса обычно учитывает несколько основных составляющих: При выборочной рубке (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.

48. 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:

$$C'_{\text{degradation},t} = (C_{\text{DWdecay},t} + C_{\text{itHWPoxidation},t} + C_{\text{growthforegon},t} - C_{\text{regrowyh},t}) \times 44/12 \quad (32)$$

где:

$C'_{\text{degradation},t}$ – годовая величина выбросов парниковых газов от деградации леса в году t , тонн СО-эквивалента;

$C_{\text{DWdecay},t}$ – годовая величина выбросов парниковых газов от процессов разложения мертвой древесины в году t , тонн С;

$C_{\text{itHWPoxidation},t}$ – годовая величина выбросов парниковых газов от моментальных или долгосрочных процессов окисления заготовленной древесины в году t , тонн С;

$C_{\text{growthforegon},t}$ – годовая величина выбросов парниковых газов в результате прекращения прироста древесной биомассы в году t , тонн С;

$C_{\text{regrowyh},t}$ – годовая величина увеличение поглощения парниковых газов в результате дополнительного прироста биомассы после осуществления рубок в году t , тонн С;

44/12 – коэффициент пересчета из тонн углерода (С) в тонны углекислого газа (СО).

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.

49. 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:

$$\bar{C}_{\text{merch},j,t=0} = D \times CF_{\text{wood}} \times \bar{V}_{\text{merch},j,t=0} \quad (33),$$

где:

$$\bar{C}_{\text{merch},j,t=0}$$

– годовая величина выбросов парниковых газов от деградации леса в году t для страты j (т С / га);

D – плотность древесины;

CF_{wood} – коэффициент содержания углерода в биомассе;

$$\bar{V}_{\text{merch},j,t=0}$$

– средний объем заготовки деловой древесины (куб м/ га).

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

50. 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:

$$\bar{C}_{\text{merch},t=0} = \frac{\sum_{j=1}^J \bar{C}_{\text{merch},j,t=0} \times A_{\text{project},j,t=0}}{A_{\text{project},t=0}} \quad (34),$$

где:

$$\bar{C}_{\text{merch},t=0}$$

–средняя величина углерода в деловой древесине на 1 га леса до начала проекта, тонн С /гектар;

$$\bar{C}_{\text{merch},j,t=0}$$

– средняя величина углерода в деловой древесине для страты j на 1 га леса до начала проекта, тонн С/гектар;

$$A_{\text{project},j,t=0}$$

– площадь проектных лесов по каждой страте j на 1 га леса до начала проекта, гектар;

$$A_{\text{project},t=0}$$

– 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:

51. 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:

$$C_{\text{merch},t=0} = \dot{C}_{\text{merch},t=0} \times A_{\text{NHA}_{\text{annual}}/t} \quad (35),$$

где:

$C_{\text{merch},t=0}$ – суммарный объем углерода в деловой древесине до начала проекта, тонн С;

$\dot{C}_{\text{merch},t=0}$ – среднее количество углерода в деловой древесине на 1 га на начало проекта, тонн С/гектар;

$A_{\text{NHA}_{\text{annual}}/t}$

– площадь заготовок на проектной территории в году t , гектар. 4) место размещения выходной информации: отсутствует.

52. 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:

$$C_{\text{AGB}_{\text{gstock}}^t} = \bar{C}_{\text{AGB}_{\text{gstock}}^t=0} \times A_{\text{NHA}_{\text{annual}}^t} \quad (36),$$

где:

$C_{\text{AGB}_{\text{gstock}}^t}$

– суммарный объем углерода в наземной биомассе древесины в году t , тонн С;

$\bar{C}_{\text{AGB}_{\text{gstock}}^t=0}$

– среднее количество углерода в наземной биомассе древесины на 1 га на начало проекта, тонн С/гектар;

$A_{NHA_annual/t}$

– площадь заготовок на проектной территории в году t, гектар. 4) место размещения выходной информации: отсутствует.

53. 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:

$$C_{DW_decay/t} = f \left(C_{DW_in/t}^{k_{decay}} \right) \quad (37),$$

где:

$C_{DW_decay/t}$

– ежегодный объем эмиссии углерода из пула мертвой древесины в году t, тонн С;

$C_{DW_in/t}$

– ежегодный объем увеличения углерода в пуле мертвой древесины в году t, тонн С;

k_{decay} – коэффициент, отражающий скорость деградации в пуле мертвой древесины.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

54. 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:

$$C_{DW_in/t} = C_{RSD_t} + C_{branch_trim/t} \quad (38),$$

где:

$C_{DW_in/t}$

– увеличение углерода в пуле мертвой древесины в году t , тонн С;

C_{RSD_t}

– ежегодный объем углерода в биомассе поврежденной древесины на территории проекта в году t , тонн С;

$C_{branch_{trim}/t}$

– ежегодный объем углерода в биомассе вновь образованных древесных отходов на территории проекта в году t , тонн С.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

55. 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:

$$C_{RSD_t} = f_{RSD} \times C_{merch/t} \quad (39),$$

где:

C_{RSD_t}

– объем углерода в биомассе поврежденной древесины на территории проекта в году t , тонн С;

f_{RSD} – доля поврежденной древесины в объеме углерода заготовленной древесины на территории проекта в году t ;

$C_{merch/t}$

– ежегодный объем углерода в биомассе заготовленной деловой древесины на территории проекта в году t , тонн С.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

56. 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:

$$C_{\text{branchtrim}/t} = f_{\text{branchtrim}} \times C_{\text{merch}_t} \quad (40),$$

где:

$C_{\text{branchtrim}/t}$

– объем углерода, дополнительно поступающего в пул мертвой древесины на территории проекта в году t , тонн С;

$f_{\text{branchtrim}}$

– доля биомассы обрезков, веток в надземной биомасса заготовленной древесины на территории проекта, которая поступает в пул мертвой древесины;

C_{merch_t}

– ежегодный объем углерода в биомассе заготовленной древесины на территории проекта в году t , тонн С.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

57. 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:

$$F_{\text{DW}_{\text{remain}}/t} = e^{-k_{\text{decay}} \times t} \quad (41),$$

где:

$F_{\text{DW}_{\text{remain}}/t}$

– доля углерода, который остается в пуле мертвой древесины на территории проекта в году t ;

$e^{-k_{\text{decay}}}$

– скорость разрушения пула мертвой древесины (в результате процессов гниения и пр.)
;

t – год после начале реализации проекта.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

58. 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:

$$C_{DW_{pool}/t} = \sum_{t=1}^{t^*} F_{DW_{remain-t}} \times C_{DW_{in}/t} \quad (42),$$

где:

$C_{DW_{pool}/t}$

– суммарный объем углерода, накопленного в пуле мертвой древесины на территории проекта в году t, тонн С;

$F_{DW_{remain-t}}$

– доля углерода, который остается в пуле мертвой древесины на территории проекта в году t;

$C_{DW_{in}/t}$

– объем углерода, накопленного в пуле мертвой древесины на территории проекта в году t, тонн С.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

59. 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:

$$C_{DW_{out}/t} = \sum_{t=1}^{t^*} C_{DW_{in}/t} - C_{DW_{pool}/t} \quad (43),$$

где:

$$C_{DW_{out}/t}$$

– суммарный объем выбросов углерода из пула мертвой древесины в году t, тонн С;

$$C_{DW_{pool}/t}$$

– суммарный объем углерода, накопленного в пуле мертвой древесины на территории проекта в году t, тонн С;

$$C_{DW_{in}/t}$$

– объем углерода, накопленного в пуле мертвой древесины на территории проекта в году t, тонн С.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

60. 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:

$$\square C_{DW_{decay}/t} = C_{DW_{out}/t} - C_{DW_{out}^{t-1}} \quad (44),$$

где:

$$C_{DW_{decay}/t}$$

– годовой объем выбросов углерода из пула мертвой древесины в году t, тонн С;

$$C_{DW_{out}/t}$$

– суммарный объем выбросов углерода из пула мертвой древесины в году t, тонн С;

$$C_{DW_{out}^{t-1}}$$

– суммарный объем выбросов углерода из пула мертвой древесины в году t-1, тонн С.

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:

61. 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:

$$C_{\text{ItHWP}_{\text{oxidation}/t}} = C_{\text{ItHWP}_{\text{residues}^t}} + C_{\text{ItHWP}_{\text{net-out}/t}} \quad (45),$$

где:

$$C_{\text{ItHWP}_{\text{oxidation}/t}}$$

– годовой объем выбросов углерода в результате моментального и долгосрочного окисления древесных продуктов в году t, тонн С;

$$C_{\text{ItHWP}_{\text{residues}^t}}$$

– годовой объем выбросов углерода в результате моментального окисления древесных продуктов в году t, тонн С;

$$C_{\text{ItHWP}_{\text{net-out}/t}}$$

– годовой объем нетто-выбросов углерода в результате долгосрочного окисления древесных продуктов в году t, тонн С.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

62. 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:

$$\boxed{C_{\text{HWP}_{\text{residues}}/t}} = \bar{C}_{\text{merch},p,t} \times (1 - f_{\text{lumber}_{\text{recovery}}}) \times A_{\text{NHA}_{\text{annual},t}} \quad (46),$$

где:

$C_{\text{HWP}_{\text{residues}}/t}$

– годовой объем выбросов углерода в результате моментального окисления древесных продуктов в году t , тонн C ;

$\bar{C}_{\text{merch},p,t}$

– средний объем углерода в заготавливаемой древесине на 1 га для древесного продукта p (например, лесопильной продукции) в году t , тонн C /гектар;

$f_{\text{lumber}_{\text{recovery}}}$

– коэффициент пересчета заготовленной древесины в древесную продукцию;

$A_{\text{NHA}_{\text{annual},t}}$

– годовая площадь заготовки древесины на территории проекта в году t , гектар.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

63. 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:

$$\boxed{F_{\text{HWP}_{\text{remain}}}} = e^{-k_{\text{HWP}_{\text{ox}}} \times t} \quad (47),$$

где:

$F_{itHWP_{remain}}$

- Доля углерода, который сохраняется в долгосрочном пуле древесных продуктов, %

$e^{-k_{itHWP_{ox}} \cdot t}$

– скорость окисления в долгосрочном пуле древесных продуктов;

t – год после начала реализации проекта.

Значение ежегодного окисления для долгосрочного пула древесных продуктов равно 2%.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

64. 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:

$$C_{itHWP_{pool,t}} = \sum_t^{t-1} (F_{itHWP_{remain,t}} \times C_{itHWP_{in,t}}) \quad (48),$$

где:

$C_{itHWP_{pool,t}}$

– суммарный объем углерода в долгосрочном пуле древесных продуктов, тонн С;

$F_{itHWP_{remain,t}}$

– доля углерода, остающегося в долгосрочном пуле древесных продуктов в году t;

$C_{itHWP_{in,t}}$

– накопленный объем углерода, остающийся в долгосрочном пуле древесных продуктов в году t, тонн С.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

65. 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:

$$C_{ItHWP_{out/t}} = \sum_{t=1}^{t-1} C_{ItHWP_{in/t}} - C_{ItHWP_{pool/t}} \quad (49),$$

где:

$$C_{ItHWP_{out/t}}$$

– суммарный объем выбросов углерода из долгосрочного пула древесных продуктов, тонн С;

$$C_{ItHWP_{in/t}}$$

– годовой объем углерода, добавленный в долгосрочный пул древесных продуктов в году t, тонн С;

$$C_{ItHWP_{pool/t}}$$

– суммарный объем углерода в долгосрочном пуле древесных продуктов, тонн С.

4) место размещения выходной информации: отсутствует

66. 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:

$$\square C_{ItHWP_{netout/t}} = C_{ItHWP_{out/t}} - C_{ItHWP_{out/t-1}} \quad (50),$$

где:

$$C_{ItHWP_{netout/t}}$$

– объем углерода, остающегося в долгосрочном пуле древесных продуктов в году t, тонн С;

$$C_{ItHWP_{out/t}}$$

– суммарный объем углерода в долгосрочном пуле древесных продуктов в году t, тонн С;

$C_{itHWP_{out,t-1}}$

– суммарный объем углерода в долгосрочном пуле древесных продуктов в году t-1, тонн С.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

67. 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:

$$C_{regrowth,t} = (\bar{G}_{regrowth,t} \times CF_{AGB}) \times \sum_{t=1}^t A_{NHA_{annual,t}} \quad (51),$$

где:

$C_{regrowth,t}$

– годовое увеличение запаса углерода в биомасса в результате прироста древесины после проведения рубок в году t, тонн С;

$\bar{G}_{regrowth,t}$

– средний прирост надземной биомассы на 1 гектар/год в году t;

CF_{AGB}

– доля углерода в надземной биомассе деревьев;

$A_{NHA_{annual,t}}$

– годовая площадь заготовки древесины на территории проекта в году t, гектар.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

68. 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:

$$C'_{emissions,t} = E_{harvest,t} + E_{onsiteprep,t} + E_{hauling,t} + E_{transport,t} + E_{processing,t} + E_{distribution,t} \quad (52),$$

где:

$C'_{emissions,t}$

– годовые общие выбросы углерода от деятельности по базовому сценарию в году t , тонн СО-эквивалента;

$E_{harvest,t}$ – годовая эмиссия углерода от заготовки древесины в году t , тонн СО-эквивалента;

$E_{onsiteprep,t}$ – годовая эмиссия углерода от подготовки площадок для заготовки древесины в году t , тонн СО-эквивалента;

$E_{hauling,t}$ – годовая эмиссия углерода от вывозки древесины в году t , тонн СО-эквивалента;

$E_{transport,t}$ – годовая эмиссия углерода от транспортировки древесины на место переработки и использования в году t , тонн СО-эквивалента;

$E_{processing,t}$ – годовая эмиссия углерода от потребления электроэнергии на месте переработки древесины в году t , тонн СО-эквивалента;

$E_{distribution,t}$ – годовая эмиссия углерода от транспортировки древесной продукции на места дальнейшего использования в году t , тонн СО-эквивалента.

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

69. 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:

$$E_{fuel} = FC_{fuel} \times EF_{fuel} \times V \quad (53),$$

где:

E_{fuel}

– годовой объем выбросов в году t , тонн СО-эквивалента;

FC_{fuel}

– потребление топлива для выполнения операций в году t , $\text{кг}/\text{м}^3$;

EF_{fuel}

– коэффициент выбросов парниковых газов, тонн CO -эквивалента/ кг топлива;

V – объем древесины, с которой выполняются операции в году t , м^3 .

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

70. 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:

$$E_{el} = O_{el} \times EF_{el} \quad (54),$$

где:

E_{el} – годовой объем выбросов парниковых газов от потребления электроэнергии в году t , тонн CO -эквивалента;

O_{el} – потребление электроэнергии в году t , $\text{кВт}\cdot\text{ч}$;

EF_{el} – коэффициент выбросов парниковых газов на 1 $\text{кВт}\cdot\text{ч}$, тонн CO -эквивалента/ $\text{кВт}\cdot\text{ч}$

4) место размещения выходной информации: отсутствует.

71. 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.

72. 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:

$$C_{\text{actual},t} = E_{\text{projplan},t} + E_{\text{design},t} + E_{\text{monitoring},t} + \left[(C_{\text{natdisturb},t} + C_{\text{illegalharvest},t}) \times \frac{44}{12} \right] \quad (55),$$

где:

$C'_{actual,t}$

– эмиссия парниковых газов от деятельности по проекту в году t , тонн СО-эквивалента;

$E_{projplan,t}$

– эмиссия парниковых газов от деятельности по управлению и планированию проекта в году t , тонн СО-эквивалента;

$E_{design,t}$

– эмиссия парниковых газов от деятельности по поездкам для разработки и запуска проекта в году t , тонн СО-эквивалента;

$E_{monitoring,t}$

– эмиссия парниковых газов от деятельности по мониторингу проекта в году t , тонн СО-эквивалента

$C_{natdisturb,t}$

– потери углерода от природных воздействий в году t , тонн С;

$C_{illegal\ harvest,t}$

– 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 учитывается, что помимо СО при лесных пожарах происходят эмиссии метана и закиси азота, которые имеют 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 связаны с двумя основными источниками:

1) эмиссии углерода в результате деградации лесов при изменении деятельности, которую относят 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.

73. 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:

$$C'_{\text{leakage},t} = (CL_{\text{sctivityshifting},t} + CL_{\text{market},t}) \times \frac{44}{12} + CL'_{\text{emissions},t} \quad (56),$$

где:

$C'_{\text{leakage},t}$

– эмиссия парниковых газов, связанная с утечками, в году t , тонн СО-эквивалента;

$CL_{\text{sctivityshifting},t}$

– эмиссии парниковых газов в результате деградации лесов при изменении деятельности в году t , тонн С;

$CL_{\text{market},t}$

– эмиссия парниковых газов от "рыночных" утечек в году t , тонн С;

$CL'_{\text{emissions},t}$

– 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.

74 При подготовке данного раздела использована методология стандарта VCS - VM0011, Версия 1.0, рекомендуемая VERRA для проектов по управлению лесами.

При наличии параметров, непредставленных в настоящей методике, заявитель использовать международные.

Приложение к Методике
по расчету поглощения
парниковых газов
в лесном хозяйстве
Таблица 1.

Парниковые газы, учитываемые как выбросы, 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	

Таблица 2

Коэффициенты преобразования и разрастания биомассы по умолчанию, тонны биомассы/(м³ объема древесины)

VCEF для разрастания объема товарного древостоя до надземной древесины (VCEFS), для преобразования валового годового приращения (VCEFI) и для преобразования объема изымаемой древесины и топливной древесины в изъятие надземной биомассы (VCEFR)

Климатическая зона	Тип леса	VCEF	Объем древостоя (м ³)				
			≤20	21-40	41-100	100-200	≥200
Умеренная	Твердолиственные	VCEFS VCEFI VCEFR	3,0 (0,8-4,5) 1,5 3,33	1,7 (0,8-2,6) 1,3 1,89	1,4 (0,7-1,9) 0,9 1,55	1,05 (0,6-1,4) 0,6 1,17	0,8 (0,55-1,1) 0,48 0,89
	Сосны	VCEFS VCEFI VCEFR	1,8 (0,6 - 2,4) 1,5 2,0	1,0 (0,65-1,5) 0,75 1,11	0,75 (0,6-1,0) 0,6 0,83	0,7 (0,4-1,0) 0,67 0,77	0,7 (0,4-1,0) 0,69 0,77
	Прочие хвойные	VCEFS VCEFI VCEFR	3,0 (0,7-4,0) 1,0 3,33	1,4 (0,5-2,5) 0,83 1,55	1,0 (0,5-1,4) 0,57 1,11	0,75 (0,4-1,2) 0,53 0,83	0,7 (0,35-0,9) 0,60 0,77
	Саксауловые	VCEFS VCEFI VCEFR					

Таблица 3

Парниковые газы, учитываемые как эмиссии, отличные от изменений в углеродных пулах

Источник	Газ	Включен/ Исключен	Описание
	CO	Включен	

Сжигание ископаемого топлива	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	

Приложение 8 к приказу
Министр экологии
и природных ресурсов
Республики Казахстан
от 17 января 2023 года № 9

Методика по расчету выбросов парниковых газов от добычи угля

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика по расчету выбросов парниковых газов от добычи угля (далее – Методика) разработана в соответствии с пунктом 3 статьи 294 Экологического кодекса Республики Казахстан (далее – Кодекс) и предназначена для расчетов выбросов двуокси углерода (далее – CO_2) и метана (далее - CH_4) и закиси азота (далее - N_2O) от установок от добычи угля.

2. В Методике используются следующие термины и определения:

1) дегазация – процесс бурения угольных пластов с целью освобождения выбросов метана при подземной добыче угля;

2) вентилиция - средство обеспечения безопасности для уменьшения концентрацию метана в шахтах;

3) субъект квотирования - оператор квотируемой установки;

4) метаноносность угля - среднее взвешенное содержание метана в добываемом угле по данным системы мониторинга;

5) содержание CO_2 в добываемом угле – среднее взвешенное содержание углекислого газа в добываемом угле по данным системы мониторинга.

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

Глава 2. Расчет выбросов парниковых газов от добычи угля для субъектов квотирования

3. При открытой добыче угля образуются выбросы парниковых газов при осуществлении следующих процессов - добыча угля, выбросы после добычи угля, выбросы при низкотемпературном окислении и эндогенных пожаров.

Сноска. Пункт 3 - в редакции приказа Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

4. При закрытой добыче угля образуются выбросы парниковых газов при осуществлении следующих процессов - добыча угля, дегазация угольных пластов, выбросы после добычи угля, выбросы при низкотемпературном окислении, выбросы от закрытых угольных шахт.

5. Показатель: Выбросы CH_4 при открытой или закрытой добыче угля

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой.

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{\text{CH}_4} = M \times V_{\text{CH}_4} \times K_{\text{CH}_4} \quad (1),$$

где:

E_{CH_4} - выбросы метана при открытой или закрытой добыче угля за отчетный период, тонна;

M - объем добытого угля при открытой или закрытой добыче угля за отчетный период, тонна;

V_{CH_4} - метаноность добываемого угля, $\text{м}_3 \text{CH}_4/\text{тонна}$;

Метаноность добываемого угля определяется по результатам собственной аттестованной производственной лаборатории или независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

K_{CH_4} - коэффициент преобразования для перевода объемных единиц измерения (м^3), в единицы массы (тонны или килограммы), равное $0,67 \text{ кг}/\text{м}^3$;

Преобразование осуществляется путем учета плотности метана при стандартных условиях атмосферы и температуры в 20°C .

В случае отсутствия данных по метаноности добываемого угля операторы установок используют данные геологических пластов в соответствии с геологическим паспортом объекта или среднесуточные величины данных системы внутреннего мониторинга по содержанию метана в шахтах в пересчете на 1 тонну добытого угля.

В случае отсутствия данных измерений метаноности при подземной и открытой добычи угля, операторы установок для всех технологических процессов при добыче

угля и после добычи угля используют следующие средневзвешенные коэффициенты выбросов:

средневзвешенный коэффициент CH_4 для подземной добычи угля $28,56 \text{ м}^3/\text{т}$ или $20,478 \text{ кг}/\text{т}$ (добыча угля и после добычи);

средневзвешенный коэффициент CH_4 для открытой добычи угля $1,225 \text{ м}^3/\text{т}$ или $0,878 \text{ кг}/\text{т}$ (добыча угля и после добычи);

KCH_4 - коэффициент преобразования для перевода объемных единиц измерения (м^3), в единицы массы (тонны или килограммы), равное $0,717 \text{ кг}/\text{м}^3$.

Преобразование осуществляется путем учета плотности метана при нормальных условиях атмосферы и температуры в 0°C .

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

Сноска. Пункт 5 - в редакции приказа Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

6. Для всех технологических процессов при добыче угля и после добычи угля оператор установки использует следующие средневзвешенные коэффициенты выбросов CO_2 :

для подземного угля - $3,927 \text{ м}^3/\text{т}$ или $7,679 \text{ кг}/\text{т}$ (добыча угля и после добычи).

для открытой добычи угля - $0,35 \text{ м}^3/\text{т}$ или $0,686 \text{ кг}/\text{т}$ (добыча угля и после добычи).

CO_2 - коэффициент преобразования для перевода объемных единиц измерения (м^3), в единицы массы (тонны или килограммы), равное $1,96 \text{ кг}/\text{м}^3$;

Преобразование осуществляется путем учета плотности диоксида углерода при нормальных условиях атмосферы и температуры в 0°C .

Сноска. Пункт 6 - в редакции приказа Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

7. При существенном различии объемов CH_4 и CO_2 между бассейнами или пластами, субъект квотирования осуществляет расчеты для каждого вида отдельно и сводит общий баланс углекислого газа за год.

Параграф 1. Расчет выбросов парниковых газов после добычи угля

8. Улетучивание остатков парниковых газов от добытого угля, который находится на складе временного хранения или уже погружен для отправки потребителям является

важным этапом в учете основных выбросов парниковых газов от открытой и закрытой разработки.

Показатель: Выбросы CH_4 после открытой или закрытой добыче угля

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой.

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{\text{CH}_4\text{уг}} = M \times C_{\text{CH}_4} \times K_{\text{CH}_4}, \quad (3)$$

где:

$E_{\text{CH}_4\text{уг}}$ - выбросы метана после открытой или закрытой добыче угля за отчетный период, тонна;

M - объем добытого угля за отчетный период, тонна;

C_{CH_4} – содержание CH_4 в угле после открытой или закрытой добыче угля добычи угля, $\text{м}^3 \text{CH}_4/\text{тонна}$ применять только в том случае, если не применяется единый, средневзвешенный коэффициент CH_4 для подземной или открытой добычи угля указанный в пункте 5.

K_{CH_4} - коэффициент преобразования для перевода объемных единиц измерения (м^3), в единицы массы (тонны или килограммы), равное $0,717 \text{ кг}/\text{м}^3$;

Преобразование осуществляется путем учета плотности метана при нормальных условиях атмосферы и температуры в 0°C .

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

Сноска. Пункт 8 - в редакции приказа Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

9. Показатель: Выбросы CO_2 после открытой или закрытой добыче угля

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой.

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{\text{CO}_2\text{уг}} = M \times C_{\text{CO}_2} \times K_{\text{CO}_2} \quad (4)$$

где:

$E_{\text{CO}_2\text{уг}}$ - выбросы CO_2 после открытой или закрытой добыче угля за отчетный период, тонны;

M - объем добытого угля за отчетный период, тонны;

C_{CO_2} - содержание CO_2 в добытом угле, $\text{м}^3\text{CO}_2/\text{тонна}$ применять только в том случае, если не применяется единый, средневзвешенный коэффициент CO_2 для подземной или открытой добычи угля указанный в пункте 6 настоящей Методики.

K_{CO_2} - коэффициент преобразования для перевода объемных единиц

измерения (м^3), в единицы массы (тонны или килограммы), равное $1,96 \text{ кг}/\text{м}^3$;

Преобразование осуществляется путем учета плотности диоксида углерода при нормальных условиях атмосферы и температуры в 0°C .

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

Сноска. Пункт 9 - в редакции приказа Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

10. Субъект квотирования осуществляет расчеты после добычи для каждого из пластов отдельно, а затем сводит общий баланс парниковых газов за год, вследствие существенного изменения объемов парниковых газов от места добычи и разрабатываемого пласта.

11. Расчет выбросов CO_2 от низкотемпературного окисления угля учитывается при расчете выбросов парниковых газов после добычи путем измерений.

Параграф 2. Расчет выбросов парниковых газов при добыче угля от эндогенных пожаров

Сноска. Заголовок параграфа 2 - в редакции приказа Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

12. Исключен приказом Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

13. Показатель: Расчет выбросов CO_2 для эндогенных пожаров

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой.

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E = M * K_1 * K_2 * \text{ТНЗ} * K_3 * 44/12 * 10^{-3} \text{ (6)},$$

где:

E - годовой выброс CO₂ для эндогенных пожаров, тонн/год;

M – количество складываемой внутренней вскрыши, тонн/год;

K₁ - коэффициент сгорания внутренней вскрыши, не менее 1 % от общего заскладированного объема внутренней вскрыши в породном отвале.

В случае превышения значения 1 %, оператор установки рассчитывает коэффициент сгорания внутренней вскрыши по следующей формуле:

$$K_1 = (S * P * H) / M \text{ (6.1)},$$

где:

K₁ - коэффициент сгорания внутренней вскрыши;

S – площадь пожаров определяемая, согласно измерениям маркшейдерским измерениям за год, м²;

P – плотность вскрыши согласно данным геологической службы, т/м³;

H – средняя глубина пожара, определяемая инструментально;

M – количество складываемой внутренней вскрыши, тонн/год.

K₂ - коэффициент окисления углерода в угле, равный 0,98.

ТНЗ - низшая теплотворная способность внутренней складываемой вскрыши, ТДж/тонн.

Данные по низшей теплотворной способности внутренней вскрыши 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, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

K₃ - коэффициент выбросов углерода, кг/ТДж;

Данные по коэффициенту выбросов углерода 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, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса;

44/12 - коэффициент пересчета углерода в углекислый газ;

10⁻³- перевод кг в тонны.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

Сноска. Пункт 13 - в редакции приказа Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Параграф 3. Расчет выбросов парниковых газов после добычи угля от законсервированных подземных шахт

14. В целях предотвращения скапливания метана и взрыва от него, такие шахты затапливаются. Однако, данный способ не исключает дальнейшего процесса выделения метана из ствола шахты. В зависимости от индивидуальных условий, и глубины разработки метан продолжает выделяться, особенно в первое время после затопления шахты. Это является дополнительным точечным источником выбросов парниковых газов. Данный вид учитывается в общем балансе субъекта квотирования.

15. Показатель: Расчет выбросов от законсервированных шахт

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой.

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{\text{ПГш.}} = 365 \times C_{\text{CO}_2} \times K_{\text{CO}_2}, \quad (7),$$

где:

$E_{\text{ПГш.}}$ - выбросы метана или углекислого газа за отчетный период (год) от законсервированных шахт, тонны;

365 - количество дней в году, за который определяется суммарные концентрации выбросов парниковых газов;

$C_{\text{ПГ}}$ - содержание CH_4 или CO_2 выделенном газе от законсервированной шахты по показаниям инструментальных наблюдений, $\text{м}^3\text{CO}_2/\text{тонна}$;

$K_{\text{ПГ}}$ - коэффициент преобразования для перевода объемных единиц измерения (м^3), в единицы массы (тонны или килограммы), равное $0,67 \text{ кг}/\text{м}^3$ для CH_4 , $1,83 \text{ кг}/\text{м}^3$ – для CO_2 ;

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан

Параграф 4. Расчеты выбросов парниковых газов при добыче угля от дегазации подземных пластов и вентиляции шахт

16. Вентиляция шахт и дегазация пластов является источниками выбросов парниковых газов, поэтому учитываются в общем балансе установки.

Поскольку выбросы сильно изменяются, сбор данных измерений выполняется каждые две недели в течение года либо проводятся ежедневные измерения. Наилучшим вариантом мониторинга выбросов является их постоянный мониторинг, который осуществляется в некоторых современных шахтах с длинными забоями.

Так как системы измерения позволяют отследить все источники выбросов, целесообразно разделять подходы по оценке на по типу дальнейшего использования вентиляционный газ и газ, полученный вследствие дегазации угольных пластов.

При отведении и выбросе от угольных разработок неиспользованного вентиляционного газа данные о объемах вентиляции сохраняются, но более нигде не используются для исключения двойного учета. Считается, что в этом случае эти выбросы учитываются при определении количества парниковых газов от добычи угля подземным способом.

Газ, полученный от дегазации пластов учитывается всегда.

17. Выбросы CO_2 за отчетный период (год) от факельного сжигания рассчитываются в соответствии с пунктом 23 методики расчетов выбросов парниковых газов от добычи нефти и газа, разработанной в соответствии с пунктом 3 статьи 294 Кодекса.

Параграф 5. Расчеты выбросов парниковых газов при добыче угля закрытым способом

18. Показатель: Общие выбросы парниковых газов от добычи угля закрытым способом

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

2) источники информации: исходные данные субъекта квотирования в соответствии с настоящей Методикой.

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{\text{ПГ}} = E_{\text{ПГПС}} + E_{\text{ПГУГ}} + E_{\text{ПГШ}} + E_{\text{CH}_4\text{д}} - E_{\text{CH}_4\text{ф}}, \quad (8),$$

где:

$E_{\text{ПГ}}$ - общие выбросы парниковых газов от добычи угля закрытым способом, тонны

;

$E_{\text{ПГПС}}$ - выбросы парниковых газов от добычи угля подземным способом;

$E_{\text{ПГУГ}}$ - выбросы парниковых газов после добычи угля подземным способом, $\text{м}^3\text{CO}_2$ /тонна;

$E_{\text{ПГШ}}$ – выбросы метана от законсервированных шахт;

$E_{\text{CH}_4\text{д}}$ – выбросы от дренированного метана, сожженного в факеле*;

Учитывается только тот объем дренированного метана, который был использован исключительно на месте для собственных нужд. При транспортировке метана и его передаче другой стороне, данный объем метана не учитывается в общем балансе установки в целях исключения двойного учета.

$E_{\text{CH}_4\text{вф}}$ - вентиляционный метан, сожженный в факеле или использованный на собственные энергетические нужды

Учитывается только тот объем вентиляционного метана, который был использован исключительно на месте для собственных нужд. При транспортировке метана и его передаче другой стороне, данный объем метана не учитывается в общем балансе установки в целях исключения двойного учета.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

19. При наличии производственных процессов, не включенных в настоящую Методику, субъект квотирования использует международные методики по расчету выбросов парниковых газов.

Глава 3. Расчет выбросов парниковых газов при добыче угля для субъектов администрирования

20. Для категорий установок субъектов администрирования, при отсутствии собственных коэффициентов и средства для их определения, для каждого из этапов предлагается использовать коэффициенты для расчета выбросов парниковых газов, указанные ниже.

Однако, при смене переходе в категорию квотируемых установок, объемы выбросов парниковых газов рассчитываются по собственным коэффициентам полученных собственной аттестованной производственной лаборатории или по заключению контракта с независимой лабораторией, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

21. При выбросах CH_4 для субъектов администрирования при добыче угля в подземных шахтах принимаются следующие значения:

Выбросы CH_4 приравниваются $10 \text{ м}^3/\text{тонну}$ угля для субъектов администрирования, чья добыча угля осуществляется на глубине от 10 метров до 200 метров;

Выбросы CH_4 приравниваются $18 \text{ м}^3/\text{тонну}$ угля для субъектов администрирования, чья добыча угля осуществляется на глубине от 200 метров до 400 метров.

Выбросы CH_4 приравниваются $25 \text{ м}^3/\text{тонну}$ угля для субъектов администрирования, чья добыча угля осуществляется на глубине более 400 метров.

Для промежуточных глубин используются средние значения, близкие к указанным или их комбинация при осуществлении одновременной деятельности на разных глубинах.

22. При выбросах CH_4 для субъектов администрирования после добычи угля в подземных шахтах принимаются следующие значения:

Выбросы CH_4 приравниваются $0,9 \text{ м}^3/\text{тонну}$ угля для субъектов администрирования, чья добыча угля осуществлялась на глубине от 10 метров до 200 метров;

Выбросы CH_4 приравниваются $2,5 \text{ м}^3/\text{тонну}$ угля для субъектов администрирования, чья добыча угля осуществлялась на глубине от 200 метров до 400 метров;

Выбросы CH_4 приравниваются $4,0 \text{ м}^3/\text{тонну}$ угля для субъектов администрирования, чья добыча угля осуществляется на глубине более 400 метров.

Для промежуточных глубин используются средние значения, близкие к указанным или их комбинация при осуществлении одновременной деятельности на разных глубинах.

23. При выбросах CH_4 для субъектов администрирования при добыче угля открытым способом принимаются следующие значения:

Для субъектов администрирования, чья добыча угля осуществляется со средней толщиной вскрышных пород от 0 метра до 15 метров, выбросы CH_4 приравниваются $0,3 \text{ м}^3/\text{тонну}$ угля.

Для субъектов администрирования, чья добыча угля осуществляется со средней толщиной вскрышных пород от 16 метров до 30 метров, выбросы CH_4 приравниваются $1,2 \text{ м}^3/\text{тонну}$ угля.

Для субъектов администрирования, чья добыча угля осуществляется со средней толщиной вскрышных пород от 31 метра до 50 метров и глубже, выбросы CH_4 приравниваются $2,0 \text{ м}^3/\text{тонну}$ угля.

Субъекты администрирования, не имеющие данные о толщине вскрышных пород, используют средний коэффициент выбросов, CH_4 , равный $1,2 \text{ м}^3/\text{тонну}$ угля.

24. Выбросы CH_4 для субъектов администрирования после добычи угля открытым способом принимаются следующие значения:

Для субъектов администрирования, которые осуществляли добычу угля со средней толщиной вскрышных пород от 0 метра до 15 метров, выбросы CH_4 равны $0 \text{ м}^3/\text{тонну}$ угля.

Для субъектов администрирования, которые осуществляли добычу угля со средней толщиной вскрышных пород от 16 метров до 30 метров, выбросы CH_4 равны $0,1 \text{ м}^3$ /тонну угля.

Для субъектов администрирования, которые осуществляли добычу угля со средней толщиной вскрышных пород от 31 метра до 50 метров и глубже, выбросы CH_4 равны $0,2 \text{ м}^3$ /тонну угля.

25. Для субъектов администрирования, которые осуществляли свою деятельность на шахтах, которые были законсервированы коэффициент выбросов берется равным $0,400$ миллионов м^3 метана для каждой шахты.

26. Выбросы CO_2 от вскрышной породы и эндогенных пожаров для субъектов администрирования рассчитываются в соответствии с пунктом 12 настоящей Методики

Сноска. Пункт 26 - в редакции приказа Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

27. Выбросы CO_2 от вскрышной породы и эндогенных пожаров для субъектов администрирования рассчитываются в соответствии с пунктами 12, 13 настоящей Методики.

28. При наличии производственных процессов, не включенных в настоящую Методику, субъект администрирования использует международные методики по расчету выбросов парниковых газов.

Приложение 9 к приказу
Министр экологии
и природных ресурсов
Республики Казахстан
от 17 января 2023 года № 9

Методика по расчету выбросов парниковых газов от производства химической промышленности

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика по расчету выбросов парниковых газов от производства химической промышленности (далее – Методика) разработана в соответствии с пунктом 3 Статьи 294 Экологического кодекса Республики Казахстан (далее – Кодекс) и предназначена для расчетов выбросов парниковых газов от производства химической промышленности.

2. Производственные процессы от сжигания топлива на печах (высокотемпературная переработка сырья в печах, с целью протекания химических реакций и извлечение полезных компонентов), следует рассчитывать в соответствии с

МГЭИК, так как в Методике расчетов выбросов парниковых газов от котлов тепловых электростанций, теплоэлектроцентралей и котельных, не предусмотрены расчеты от сжигания топлива в печах.

Сноска. Пункт 2 - в редакции приказа Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

3. В Методике используются следующие термины и определения:

- 1) абсорбция — поглощение сорбата всем объемом сорбента;
- 2) азотная кислота — бесцветная, дымящая на воздухе жидкость;
- 3) аммиак – бинарное неорганическое химическое соединение азота и водорода, и бесцветный газ с резким характерным запахом и плотностью аммиака почти вдвое меньше, чем у воздуха;
- 4) кальцинация (обжиг) — придание веществу новых свойств, путем нагревания до высоких температур (не достигая точки плавления) с целью удаления летучих примесей или для окисления и придания хрупкости (для облегчения измельчения);
- 5) карбонатное сырье - сырье для производства искусственных стройматериалов: известняки, доломиты, мраморы, мергели, глинистые известняки, доломиты, мел, магнезит;
- 6) катализатор — химическое вещество, ускоряющее реакцию, но не расходующееся в процессе реакции;
- 7) оператор установки – физическое или юридическое лицо, в собственности или ином законном пользовании которого находится установка;
- 8) кокс нефтяной (углерод нефтяного происхождения) — твердый остаток вторичной переработки нефти или нефтепродуктов. Используется для изготовления электродов и коррозионно-стойкой аппаратуры, восстановитель при получении ферросплавов;
- 9) титрование – процесс определения массы или количества исследуемого вещества;
- 10) сырьевые материалы – материалы, предназначенные для дальнейшей обработки на производстве.

Иные термины и определения, используемые в настоящих Правилах, применяются в соответствии с экологическим законодательством Республики Казахстан.

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

Глава 2. Расчеты выбросов двуокиси углерода от установок по производству аммиака

5. Производство аммиака включает выбросы CO₂ методом парового реформинга газообразного углеродсодержащего сырья или частичного окисления жидкого или твердого углеродсодержащего сырья.

Для полной оценки выбросов CO₂ от производства аммиака, оператор установки определяет выбросы CO₂ от производства аммиака, основанного на данных загрузки сырья.

6. При использовании CO₂, образованного в процессе производства аммиака, в качестве сырья для получения карбамида (мочевины), товарного CO₂ или других химических веществ, выбросы CO₂ от производства аммиака определяются за вычетом количества CO₂, уловленного и использованного для производства других веществ.

7. Показатель: выбросы CO₂ от производства аммиака;

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:

$$E_{CO_2,y} = \sum_{j=1}^n (RMC_{j,y} \times EF_{CO_2,j,y} \times OF_{j,y}) - R_{CO_2} \quad (1),$$

где:

$E_{CO_2,y}$ – выбросы CO₂ от производства аммиака за период "y", тонн CO₂-эквивалент;

$RMC_{j,y}$ - расход углеродсодержащего сырья (топлива) "j" на производство аммиака за период "y", тыс.м³, т.у.т или ТДж;

Расход углеродсодержащего сырья (топлива) и топлива, используемого на технологические и энергетические цели при производстве аммиака, принимаются по фактическим данным оператора установки за отчетный период.

$EF_{CO_2,j,y}$ – коэффициент выбросов CO₂ от использования углеродсодержащего сырья (топлива) "j", тонн CO₂/тонн. Показатель рассчитывается на основе фактических данных о компонентном составе газообразного топлива и содержании углерода в твердом и жидком топливе по формулам в соответствии с Методикой расчетов выбросов парниковых газов от котлов тепловых электростанций, теплоэлектроцентралей и котельных, разработанной в соответствии с пунктом 3 статьи 294 Кодекса.

При отсутствии фактических данных по компонентному химическому составу газообразного топлива и содержанию углерода в твердом и жидком топливе за отчетный период, используются значения коэффициентов выбросов для

соответствующих видов топлива в соответствии с таблицей 1 Приложения к настоящей Методике.

$OF_{j,y}$ – коэффициент окисления углеродсодержащего сырья (топлива) "j" за период "y", доля, принимается для всех видов газообразного, жидкого и твердого углеродсодержащего сырья (топлива) по умолчанию равным 1,0 (соответствует 100% окислению).

R_{CO_2} – масса CO_2 образовавшегося в процессе производства аммиака, извлеченного для дальнейшего использования в качестве сырья для получения товарной продукции, тонн;

j – вид углеродсодержащего сырья (топлива);

n – количество видов углеродсодержащего сырья (топлива), используемых за период "y".

При единице измерения - тонна, округление производится до трех цифр после запятой.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

Сноска. Пункт 7 - в редакции приказа Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

8. При определении коэффициентов выбросов, содержания углерода и физико-химических характеристик расходуемого сырья, топлива, материалов, производимой продукции и образующихся отходов, необходимых для количественного определения выбросов парниковых газов, используются:

1) результаты лабораторных исследований за отчетный период, полученные по результатам в собственной производственной или независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса;

2) при отсутствии лабораторных исследований за отчетный период используются данные поставщиков ресурсов, указанные в сертификатах качества либо справочные данные с ссылкой на источники информации.

9. При улавливании и использовании аммиака в процессе производства аммиака в качестве сырья для производства карбамида и другой товарной продукции, содержащей углерод, объем CO_2 от производства аммиака корректируется на соответствующее количество CO_2 (R_{CO_2}) на основе оценок или материальных балансов производства.

10. При наличии производственных процессов, не включенных в настоящую Методику, оператор установки использует международные методики по расчету выбросов парниковых газов.

Глава 3. Расчеты выбросов оксида азота по производству азотной кислоты

11. Производство азотной кислоты (далее - HNO_3) включает выбросы оксида азота (далее - N_2O), образующиеся как побочный продукт при катодическом окислении аммиака и протекании химических реакций с окислами азота и азотной кислоты в процессе производства.

12. Оператор установки определяет выбросы N_2O , основанных на реальных результатах измерения, разгруппированных по типу технологии и собственных коэффициентах выбросов, полученных прямым измерением выбросов.

13. При наличии на установке нескольких технологических линий, работающих в разных режимах, оператор установки осуществляет расчеты выбросов N_2O отдельно от каждой группы и по каждой технологической линии источников. Полученные значения выбросов N_2O суммируются.

14. Количественное определение выбросов N_2O от производства азотной кислоты рассчитывается одним из следующих методов:

а) расчет выбросов N_2O на основе данных измерений концентрации N_2O и расхода отходящих газов от установок химического производства;

б) расчет выбросов N_2O на основе данных о производстве химической продукции и коэффициентах выбросов.

Выбор метода количественного определения выбросов производится оператором установки, исходя из доступности исходных данных для выполнения расчетов по формулам и обеспечения наилучшей точности результатов.

15. Расчет выбросов N_2O на основе данных измерений концентрации N_2O и расхода отходящих газов от установок химического производства.

Показатель: выбросы N_2O от производства азотной кислоты;

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

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей: Расчет выбросов проводится по следующей формуле:

$$E_{N_2O} = Q \times C_{N_2O} \times 10^{-9} \quad (2),$$

где:

E_{N_2O} – выбросы N_2O от производства азотной кислоты, тонн N_2O ;

Q – расход отходящих газов от установки производства азотной кислоты выбрасываемых в атмосферу, m^3 (кг). Показатель определяется путем непрерывных или периодических измерений не реже 1(одного) раза в три месяца и используется для определения расхода отходящих газов с учетом продолжительности работы установки в течение отчетного периода.

C_{N_2O} - средняя концентрация N_2O в отходящих газах, выбрасываемых в атмосферу от установки, производимой азотную кислоту, mg/m^3 (мг/кг). Показатель определяется путем непрерывных или периодических измерений не реже 1 (одного) раза в три месяца. Измерения концентрации N_2O в отходящих газах проводятся после применения систем очистки и разрушения отходящих газов.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

16. Показатель: выбросы N_2O от производства азотной кислоты;

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

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей: Расчет выбросов проводится по следующей формуле:

$$E_{N_2O} = P \times EF_{N_2O} \times 10^{-3} \quad (3),$$

где:

E_{N_2O} – выбросы N_2O от производства азотной кислоты, тонн N_2O ;

P – производство азотной кислоты, тонн. Показатель рассчитывается по фактическим данным оператора установки за отчетный период и включает общее количество производимой продукции, а не только товарной продукции, отпущенной сторонним потребителям. Количество произведенной азотной кислоты определяется в пересчете на 100 % азотную кислоту.

EF_{N_2O} - коэффициент выбросов N_2O от производства азотной кислоты, согласно пункту 17 настоящей Методики, кг/т;

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

17. Показатель: коэффициент выбросов N_2O от производства азотной кислоты;

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

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$EF_{N_2O} = [Q \times C_{N_2O} \times 10^{-9}] / P, \quad (4),$$

где:

EF_{N_2O} - коэффициент выбросов N_2O от производства азотной кислоты, кг/т;

Q- средний расход отходящих газов от установки производства азотной кислоты выбрасываемых в атмосферу, м³/час (кг/час);

C_{N_2O} - средняя концентрация N_2O в отходящих газах, выбрасываемых в атмосферу от установки производства азотной кислоты, мг/м³ (мг/кг). Показатель определяется по результатам лабораторным исследованиям, полученным по результатам собственной производственной или независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан об аккредитации в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

P- среднее производство азотной кислоты, т/час;

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

18. Коэффициент выбросов N_2O от производства азотной кислоты определяется ежегодно на основе измерений расхода отходящих газов, концентрации N_2O в отходящих газах и производства продукции на соответствующий период, выполненных при нормальных условиях ведения технологического процесса. Измерения концентрации N_2O в отходящих газах проводятся после применяемых систем очистки и разрушения отходящих газов. Производство азотной кислоты включает общее количество производимой продукции данного вида, а не только товарной продукции, отпущенной сторонним организациям.

19. При отсутствии возможностей для проведения расчетов, указанных в пункте 17 настоящей Методике, коэффициент выбросов N_2O от производства азотной кислоты принимается в соответствии с таблицей 2 приложения к настоящей Методике.

При наличии производственных процессов, не включенных в настоящую Методику, оператор установки использует международные методики по расчету выбросов парниковых газов.

Глава 4. Расчеты выбросов CO_2 от производства карбида кальция

20. Карбид кальция (далее - CaC_2) используется при производстве ацетилена, цианамиды и в качестве восстановителя в электродуговых печах при выплавке стали. Его получают из двух видов углеродсодержащего сырья – из карбоната кальция (известняк) и нефтяного кокса.

21. CaC_2 получают нагреванием карбоната кальция (известняка) с последующим восстановлением CaO с помощью углерода. В обеих стадиях выделяется CO_2 . Около 67 % углерода из нефтяного кокса переходит в продукт.

22. При производстве CaC_2 включает выбросы CO_2 , метана, монооксид углерода и двуокиси серы.

При наличии на установке нескольких технологических линий, работающих в разных режимах, оператор установки осуществляет расчеты выбросов CO_2 отдельно от каждой группы и по каждой технологической линии источников. Полученные значения выбросов CO_2 суммируются.

23. При расчете выбросов CO_2 от данной категории, учитывается использование CaC_2 для производства ацетилена для сварки. При производстве ацетилена из CaC_2 на установке другого оператора установки, и количество потребленного для этой цели CaC_2 не известно, данный факт документируется оператором установки.

24. Показатель: выбросы CO_2 от производства карбида кальция;

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

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{CO_2} = AD \times EF \quad (5),$$

$$E_{CO_2} = AD \times EF \quad (5),$$

где:

E_{CO_2} – выбросы CO_2 от производства карбида кальция, тонн CO_2 -эквивалент;

AD – данные о деятельности нефтяного кокса или производстве карбида кальция, тонны израсходованного сырья или тонны продукции карбида;

EF – коэффициент выбросов, тонн CO_2 /тонн.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

25. Существует два основных варианта выбора значения для коэффициента выбросов:

- при использовании производства карбида кальция в качестве данных о деятельности, "EF" равен среднему количеству выбросов CO_2 на единицу продукции карбида, тонны CO_2 / тонну продукции карбида;

- при использовании потребления нефтяного кокса в качестве данных о деятельности, "EF" вычисляется следующим образом:

Показатель: коэффициент выбросов CO_2 ;

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

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$EF = 0,33 \times CCF \times COF \times 44/12, \quad (6),$$

где:

EF - коэффициент выбросов CO_2 , тонн CO_2 /тонн;

CCF - коэффициент углеродного содержания, (кг/Гдж) согласно таблице 3 приложения настоящей Методике;

COF - коэффициент окисления углерода таблице 3 приложения настоящей Методике, (кг/ГДж);

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

26. При наличии производственных процессов, не включенных в настоящую Методику, оператор установки использует международные методики по расчету выбросов парниковых газов.

Приложение
к Методике по расчету выбросов
парниковых газов от производства
химической промышленности

Таблица 1

**Коэффициенты перевода расхода топлива в энергетические единицы,
коэффициенты выбросов CO₂ и содержание углерода по видам топлива**

Виды топлива	Коэффициенты перевода в тонны условного топлива и энергетические единицы (NCV _{j,y})			Коэффициенты выбросов (EF _{CO2,j,y})		Содержание углерода (W _{cy} *)	
	Единица измерения	т.у.т./т (тыс.м ³)	ТДж/тыс.т (млн м ³)	тCO ₂ /ту.т.	тCO ₂ /ТДж	тС/ту.т.	т С/ТДж
Жидкие топлива (нефть и продукты переработки нефти)							
Нефть, включая промысловый газоконденсат	тонна	1,430	41,9	2,15	73,3	0,59	20,0
Природный газовый конденсат	тонна	1,508	44,2	1,88	64,2	0,51	17,5
Газ попутный нефтяной (нефтяные месторождения)	тыс. м ³	1,154	33,8	1,77	60,4	0,48	16,5
Газ попутный нефтяной (газоконденсатные месторождения)	тыс. м ³	1,154	33,8	1,64	55,9	0,45	15,3
Газ попутный нефтяной (газовые месторождения)	тыс. м ³	1,154	33,8	1,62	55,2	0,44	15,1
Бензин автомобильный	тонна	1,490	43,7	2,03	69,3	0,55	18,9

Бензин авиационный	тонна	1,490	43,7	2,05	70,0	0,56	19,1
Авиационный керосин	тонна	1,470	43,1	2,10	71,5	0,57	19,5
Керосин	тонна	1,470	43,1	2,11	71,9	0,58	19,6
Топливо дизельное	тонна	1,450	42,5	2,17	74,1	0,59	20,2
Мазут топочный	тонна	1,370	40,2	2,27	77,4	0,62	21,1
Мазут флотский	тонна	1,430	41,9	2,27	77,4	0,62	21,1
Топливо печное бытовое	тонна	1,450	42,5	2,27	77,4	0,62	21,1
Газ сжиженный нефтяной	тонна	1,570	46,0	1,85	63,1	0,50	17,2
Другие моторные топлива	тонна	1,470	43,1	2,11	71,9	0,58	19,6
Нефтебитум	тонна	1,350	39,6	2,37	80,7	0,65	22,0
Этан	тонна	1,583	46,4	1,81	61,6	0,49	16,8
Пропан	тонна	1,570	46,0	1,87	63,8	0,51	17,4
Бухан	тонна	1,570	46,0	1,82	62,0	0,50	16,9
Пропан и бутан сжиженные, газы углеводородные и их смеси сжиженные	тонна	1,570	46,0	1,85	63,2	0,51	17,3
Лигроин	тонна	1,536	45,0	2,15	73,3	0,59	20,0
Смазочные материалы	тонна	1,372	40,2	2,15	73,3	0,59	20,0
Газ нефтеперерабатывающих предприятий сухой	тонна	1,500	44,0	1,30	44,4	0,35	12,1
Кокс нефтяной и сланцевый	тонна	1,080	31,7	2,86	97,5	0,78	26,6
Другие нефтепродукты	тонна	1,430	41,9	2,15	73,3	0,59	20,0

Газ компримированный	тыс. м ³	1,154	33,8	1,59	54,4	0,43	14,8
Газ сжиженный	тыс. м ³	1,570	46,0	1,65	56,4	0,45	15,4
Торф							
Торф топливный	тонна	0,340	10,0	3,11	106,0	0,85	28,9
Брикеты и полубрикеты торфяные	тонна	0,600	17,6	3,11	106,0	0,85	28,9
Отходы							
Отходы бытовые (небиологическая фракция)	тонна	0,341	10,0	2,69	91,7	0,73	25,0
Прочие горючие отходы технологических производств	тонна у.т.	1,000	29,3	4,19	143,0	1,14	39,0
Нефтяные отходы	тонна	1,372	40,2	2,12	72,2	0,58	19,7

¹Приведенные значения учитывают неполное окисление углерода твердого топлива при сжигании, поэтому при их использовании для расчета выбросов по формулам в соответствии с разделом "Стационарное сжигание топлива", коэффициент окисления ($OF_{j,y}$) принимается равным единице (1,0).

Таблица 2

Коэффициенты выбросов N₂O для производства химической продукции

Производственный процесс	Коэффициент выбросов
Производство азотной кислоты	
заводы с НСКВ* (все процессы)	2,0 кг N ₂ O/ т азотной кислоты (100 %)
заводы, на которых N ₂ O разрушают в процессе синтеза или в остаточном газе	2,0 кг N ₂ O/ т азотной кислоты (100 %)
заводы, где процесс протекает при атмосферном низком давлении	5,0 кг N ₂ O/ т азотной кислоты (100 %)
заводы, где процесс протекает при атмосферном среднем давлении	7,0 кг N ₂ O/ т азотной кислоты (100 %)
заводы, где процесс протекает при атмосферном высоком давлении	9,0 кг N ₂ O/ т азотной кислоты (100 %)
Другое химическое производство	

Производство капролактама	9,0 кг N ₂ O/ т капролактама
Производство глиоксаля	0,1 кг N ₂ O/ т глиоксаля
Производство глиоксиловой кислоты	0,02 кг N ₂ O/ т глиоксиловой кислоты

Примечание:

* Неселективное каталитическое восстановление (НСКВ)

** Источник: РП МГЭИК, 2006 г. Том 3 Глава 3 "Выбросы химической промышленности".

Таблица 3

Коэффициенты выбросов CO₂ для горения¹

Наименование типа топлива	Содержание углерода умолчанию (ССФ) (кг/ГДж)	Коэффициент окисления углерода по умолчанию (COF)	Эффективный коэффициент выбросов CO ₂ (кг/ГДж) ²			
			Знач. по умолчанию ³	95 % доверительный интервал		
	A	B	C=A*B*44/12*1000	Нижний предел	Верхний предел	
Сырая нефть	20	1	73 300	71 100	75 500	
Оримумсья	21,0	1	77 000	69 300	85 400	
Сжиженный природный газ	17,5	1	64 200	58 300	70 700	
Бензин	Автомобильный бензин	18,9	1	69 300	67 500	73 000
	Авиационный бензин	19,1	1	70 000	67 500	73 000
	Бензин для реактивных двигателей	19,1	1	70 000	67 500	73 000
Керосин для реактивных двигателей	19,5	1	71 500	69 700	74 400	
Другие виды керосина	19,6	1	71 900	70 800	73 700	
Сланцевое масло	20,0	1	73 300	67 800	79 200	
Газойль/ дизельное топливо	20,2	1	74 100	72 600	74 800	
Топочный мазут	21,1	1	77 400	75 500	78 800	
Сжиженный нефтяной газ	17,2	1	63 100	61 600	65 600	
Этан	16,8	1	61 600	56 500	68 600	
Нафта	20,0	1	73 300	69 300	76 300	
Битум	22,0	1	80 700	73 000	89 900	
Смазочные материалы	20,0	1	73 300	71 900	75 200	
Нефтяной кокс	26,6	1	97 500	82 900	115 000	
Сырье нефтепереработки	20,0	1	73 300	68 900	76 600	
	Нефтяной газ	15,7	1	57 600	48 200	69 000
	Твердые парафины	20,0	1	73 300	72 200	74 400

Прочие нефтепродукты	Уайт-спирит и СОТК	20,0	1	73 300	72 200	74 400
Другие нефтепродукты		20,0	1	73 300	72 200	74 400
Антрацит		26,8	1	98 300	94 600	101 000
Коксующийся уголь		25,8	1	94 600	87 300	101 000
Другие виды битумного угля		25,8	1	94 600	89 500	99 700
Полубитуминозный уголь		26,2	1	96 100	92 800	100 000
Лигнит		27,6	1	101 000	90 900	115 000
Горючий сланец и битуминозные пески		29,1	1	107 000	90 200	125 000
Брикетированный бурый уголь		26,6	1	97 500	87 300	109 000
Патентованное топливо		26,6	1	97 500	87 300	109 000
Кокс	Печной и лигнитовый кокс	29,2	1	107 000	95 700	119 000
	Газовый кокс	29,2	1	107 000	95 700	119 000
Каменноугольный деготь		22,0	1	80 700	68 200	95 300
Производные газы	Заводской газ	12,1	1	44 400	37 300	54 100
	Коксовый газ	12,1	1	44 400	37 300	54 100
	Доменный газ 4	70,8	1	260 000	219 000	308 000
	Г а з кислородных сталеплавильных печей 5	49,6	1	182 000	145 000	202 000
Природный газ		15,3	1	56 100	54 300	58 300
Бытовые отходы (небиологические фракции)		25,0	1	91 700	73 300	121 000
Промышленные отходы		39,0	1	143 000	110 000	183 000
Нефтяные отходы		20,0	1	73 300	72 200	74 400
Твердое биотопливо	Древесина/древесные отходы	28,9	1	106 000	100 000	108 000
	Щелок (Черный щелок) 5	26,0	1	95 300	80 700	110 000
	Прочие типы твердых первичных биомасс	27,3	1	100 000	84 700	117 000
	Древесный уголь	30,5	1	112 000	95 000	132 000
Биобензин		19,3	1	70 800	59 800	84 300

Жидкое биотопливо	Био-дизтопливо	19,3	1	70 800	59 800	84 300
	Другие виды жидкого биотоплива	21,7	1	79 600	67 100	95 300
Биогаз	Газ из органических отходов	14,9	1	54 600	46 200	66 000
	Канализационный газ	14,9	1	54 600	46 200	66 000
	Другие биогазы	14,9	1	54 600	46 200	66 000
Другие виды неископаемого топлива	Бытовые отходы (фракция биомассы)	27,3	1	100 000	84 700	117 000

Примечания:

¹Нижний и верхний пределы 95-процентных доверительных интервалов, при условии логнормальных распределений, подогнаны к комплекту данных, основанном на национальных отчетах, данных МЭА и имеющихся национальных данных. Более детальное описание дается в разделе 1.5

²ТДж = 1000 ГДж

³значения коэффициента выбросов доменного газа включают в себя двуокись углерода, изначально содержащуюся в этом газе, а также образованную в процессе его сгорания.

⁴Значения коэффициента выбросов газа кислородных печей включают в себя двуокись углерода, изначально содержащуюся в этом газе, а также образованную в процессе его сгорания

⁵Включает полученный из биомассы CO₂, выделенный из установки сжигания черного шелока и полученный из биомассы CO₂, выделенный из печи для обжига извести.

Приложение 10 к приказу
Министр экологии
и природных ресурсов
Республики Казахстан
от 17 января 2023 года № 9

Методика по расчету выбросов парниковых газов от установок от производства стекла, керамики и минеральных материалов

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика по расчету выбросов парниковых газов от производства стекла, керамики и минеральных материалов (далее – Методика) разработана в соответствии с пунктом 3 статьи 294 Экологического кодекса Республики Казахстан (далее – Кодекс) и предназначена для расчетов выбросов парниковых газов от производства стекла, керамики и минеральных материалов.

2. Производственные процессы от сжигания топлива на печах (высокотемпературная переработка сырья в печах, с целью протекания химических

реакций и извлечение полезных компонентов), рассчитываются в соответствии с международными методиками по расчету выбросов парниковых газов.

Сноска. Пункт 2 - в редакции приказа Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

3. В Методике используются следующие термины и определения:

1) кальцинация (обжиг) — придание веществу новых свойств, путем нагревания до высоких температур (не достигая точки плавления) с целью удаления летучих примесей или для окисления и придания хрупкости (для облегчения измельчения);

2) карбонатное сырье - известняки, доломиты, мраморы, мергели, глинистые известняки, доломиты, мел, магнезит, а также сырье для производства искусственных стройматериалов;

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

4) титрирование – процесс определения массы или количества исследуемого вещества;

5) сырьевые материалы – материалы, предназначенные для дальнейшей обработки на производстве;

6) стеклянный лом – возврат стекла, разбитого на собственном предприятии в процессе производства, или другое (собственное) бракованное стекло, а также стеклобой из посторонних источников из программ по вторсырью или брокерских услуг по стеклобою.

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

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

Глава 2. Расчеты выбросов CO₂ от производства стекла

5. В Настоящей Методике рассматриваются выбросы CO₂ от производства всех типов стекла, включая тарное стекло, листовое стекло, стекловолокно и стеклянной ваты (категория минеральной ваты), возникающие от стекловаренных печей непрерывного или периодического действия в результате высокотемпературного расплавления карбонатов щелочных и щелочноземельных элементов.

Для полной оценки выбросов CO₂ от процессов загрузки карбонатов в стеклоплавильную печь, оператор установки определяет выбросы CO₂ на основе данных о расходе карбонатного сырья.

6. При расчете выбросов CO_2 , все количество карбонатного сырья, а также доли содержания веществ берутся для сухого вещества.

7. При наличии на установке нескольких технологических линий, оператор установки расчеты выбросов CO_2 ведет отдельно от каждой группы и по каждой технологической линии источников. Полученные значения выбросов CO_2 суммируются.

8. Выбросы CO_2 на основе данных от процессов загрузки карбонатов в стеклоплавильную печь рассчитываются следующим образом:

Показатель: Выбросы CO_2 от производства от производства стекла;

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 марта года следующего за отчетным периодом №

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{\text{CO}_2,y} = \sum_{j=1}^n (M_{j,y} \times EF_{\text{CO}_2j} \times F_{j,y}), \quad (1),$$

где:

$E_{\text{CO}_2,y}$ – выбросы CO_2 от производства стекла, тонн CO_2 -эквивалент;

$M_{j,y}$ – масса карбоната "j", израсходованного в стекловаренных печах за период "y", тонн. Показатель определяется оператором установки по результатам измерений (взвешивания) карбонатного сырья за вычетом содержания влаги и примесей (при наличии соответствующих данных) полученные по результатам собственной производственной или независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса. При определении расхода карбонатного сырья не учитываются карбонатные материалы, произведенные методом карбонизации гидроксидов.

EF_{CO_2j} – коэффициент выбросов CO_2 карбоната "j", тонн CO_2 /тонн;

При отсутствии соответствующих анализов характеристик значения коэффициента выбросов для карбоната, коэффициент принимается согласно таблице 1 приложения к настоящей Методике, или при отсутствии необходимых данных рассчитываются как стехиометрическое отношение молекулярной массы CO_2 к молекулярной массе карбоната;

$F_{j,y}$ – степень кальцинирования карбоната "j" за период "y", доля. Показатель определяется на основе фактических данных измерений содержания карбонатов в стекле отнесенных к общему количеству, израсходованных карбонатов за отчетный период, выраженных в тоннах, а при отсутствии фактических данных принимается для всего карбонатного сырья равным 1,0 (100%);

j – вид карбоната, подаваемого в обжиговую печь;

n – количество видов карбонатов, подаваемых в стекловаренные печи.

При единице измерения - тонна, округление производится до трех цифр после запятой.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

9. При наличии производственных процессов, не включенных в настоящую Методику, оператор установки использует международные методики по расчету выбросов парниковых газов.

Глава 3. Расчеты выбросов CO₂ от установок по производству керамики

10. В настоящей Методике рассматриваются выбросы CO₂ от следующих видов производства: кирпичи и кровельные черепицы, глазурованные керамические трубы, огнеупорные и керамические изделия, напольные и стеновые плитки, столовые и декоративные предметы (бытовая керамика), керамическую сантехнику, производство технической керамики и неорганических абразивных материалов со связующим.

Для полной оценки выбросов CO₂ от производства керамики и керамических изделий, которые происходят в результате процессов кальцинирования сырья, оператор установки определяет выбросы CO₂ от загрузки всех карбонатов в составе сырья в печи

11. При наличии на установке нескольких технологических линий, работающих в разных режимах, выпускающих различные типы керамики 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.

12. Показатель: Выбросы CO₂ от производства керамики и керамических изделий;

1) периодичность и сроки формирования показателей: ежегодно, до 1 марта года следующего за отчетным периодом №

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{CO_2,y} = \sum_{j=1}^n (M_{j,y} \times MF_{j,y} \times EF_{ceram,y} \times F_{j,y}), \quad (2),$$

где:

$E_{CO_2,y}$ – выбросы CO_2 от производства керамики и керамических изделий в период "у", тонн CO_2 -эквивалент;

$M_{j,y}$ – расход минерального сырья, содержащего карбонат "j", загруженное в обжиговую печь за период "у", тонн;

$MF_{j,y}$ – содержание карбоната "j" в минеральном сырье, доля. Показатель определяется по результатам лабораторных исследований, в собственной производственной или независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

EF_{creamy} – коэффициент выбросов CO_2 для карбоната "j", тонн CO_2 /тонн;

Для определения коэффициента выбросов CO_2 от кальцинации для производства керамики и керамических изделий, оператор установки берет данные о содержании оксидов кальция и магния в керамике, полученные по результатам собственной производственной или независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

При отсутствии соответствующих анализов характеристик значения коэффициента выбросов CO_2 для карбоната, коэффициент принимается согласно таблице 2 приложения к настоящей Методике, или при отсутствии необходимых данных рассчитываются как стехиометрическое отношение молекулярной массы CO_2 к молекулярной массе карбоната согласно таблице 3 приложения к настоящей Методике.

Также при расчете, оператор установки учитывает поправку на некарбонатные источники оксидов кальция и магния в керамике.

$F_{j,y}$ – степень кальцинирования карбоната "j" за период "у", доля;

Степень кальцинирования карбоната определяется на основе фактических данных измерений содержания карбонатов в извести отнесенных к общему количеству, израсходованных карбонатов за отчетный период, выраженных в тоннах.

При отсутствии фактических данных степень кальцинирования карбоната принимается для всего карбонатного сырья равным 1,0 (100%);

j – вид карбоната, подаваемого с минеральным сырьем в обжиговую печь (кальцит, магнезит и др.);

n – количество видов карбонатов, подаваемых в обжиговую печь.

При единице измерения - тонна, округление производится до трех цифр после запятой.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

13. При наличии производственных процессов, не включенных в настоящую Методику, оператор установки использует международные методики по расчету выбросов парниковых газов.

Глава 4. Расчеты выбросов CO₂ от производства минеральных материалов

14. В Методике рассматриваются расчеты выбросов двуокиси углерода от производства минеральных материалов при использовании карбонатов, а также при применении карбонатов в качестве флюсов или шлакообразователей в других категориях источников.

15. Оператор установки определяет выбросы CO₂ на основе собственных данных о расходе карбонатного сырья для полной оценки выбросов CO₂ которые происходят в результате процессов кальцинирования сырья (известняка и доломита).

16. Выбросы CO₂ на основе данных о расходе карбонатного сырья, известняка и доломита, рассчитываются по следующей формуле:

Показатель: выбросы CO₂ от использования карбонатов в производстве минеральных материалов:

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

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{CO_2} = \sum_{i=1}^n (M_i \times EF_i \times F_i) \quad (3),$$

где:

E_{CO_2} - выбросы CO₂ от использования карбонатов в производстве минеральных материалов, тонны

M_i – масса потребленного карбоната "i", тонны;

EF_i – коэффициент выбросов для карбоната "i", тонны CO₂/на тонну карбоната согласно таблице 2 приложения к Методике;

При отсутствии необходимых данных, коэффициент рассчитывается как стехиометрическое отношение молекулярной массы CO_2 к молекулярной массе карбоната.

F_i - степень кальцинирования, достигнутая для карбоната "i", дробь.

При отсутствии значения степени кальцинирования конкретного карбоната не известна, степень кальцинирования принимать равным 1,00;

"i" - используемый карбонат.

Масса использованного карбоната "i", принимается оператором установки по фактическим данным за вычетом содержания влаги и примесей (при наличии соответствующих данных), полученным по результатам в собственной производственной или независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан в области технического регулирования и метрологии, в соответствии с пунктом 8 статьи 186 Кодекса.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

Сноска. Пункт 16 - в редакции приказа Министра экологии и природных ресурсов РК от 01.03.2024 № 55 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

17. При наличии производственных процессов, не включенных в настоящую Методику, оператор установки использует международные методики по расчету выбросов парниковых газов.

Глава 5. Расчеты выбросов CO_2 при использовании кальцинированной соды

18. Оператор установки рассчитывает выбросы CO_2 при использовании кальцинированной соды на основе данных о использовании карбонатного сырья и кальцинированной соды.

Главным процессом, приводящим к высвобождению CO_2 из карбонатов, является кальцинирование карбонатов, в ходе которого, при нагревании, образуется оксид металла.

19. При использовании данных о сырьевых материалах, характерных для местных условий, важно чтобы были учтены все источники карбонатов из числа сырьевых материалов.

Показатель: выбросы от использования кальцинированной соды;

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

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{CO_2,y} = \sum_{i=1}^n (M_{i,y} \times EF_{CO_2,i}), \quad (4),$$

где:

$E_{CO_2,y}$ – выбросы от использования кальцинированной соды за период "у", тонн;

M_j – масса использованного карбоната "j", тонны;

$EF_{CO_2,j}$ – коэффициент выбросов для карбоната "j", тонны CO_2 / на тонну карбоната согласно таблице 1 приложения к Методике;

"j" - вид используемых карбонатов (Na_2CO_3 , $CaCO_3$);

Масса использованного карбоната "j", принимается оператором установки по фактическим данным за вычетом содержания влаги и примесей (при наличии соответствующих данных) полученные по результатам собственной производственной или независимой лаборатории, аккредитованной в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан в области оценки соответствия, согласно пункту 8 статьи 186 Кодекса.

При отсутствии соответствующих анализов характеристик, значения коэффициентов выбросов для карбоната "j" принимается согласно таблице 2 приложения к настоящей Методике, или при отсутствии необходимых данных рассчитываются как стехиометрическое отношение молекулярной массы CO_2 к молекулярной массе карбоната согласно таблице 3 приложения к настоящей Методике;

n – количество видов используемых карбонатов.

4) место размещения выходной информации: показатель не публикуется в соответствии с пунктом 9 статьи 28 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан.

20. При наличии производственных процессов, не включенных в настоящую Методику, оператор установки использует международные методики по расчету выбросов парниковых газов.

Приложение
к Методике по расчету
выбросов парниковых газов
от производства стекла, керамики
и минеральных материалов
Таблица 1

Формулы, молекулярные веса и содержание диоксида углерода для основных видов карбонатов*

Карбонат	Название минерала	Молекулярный вес	Коэффициент выброса (тонны CO ₂ / тонну карбоната)**
CaCO ₃	Кальцит*** или аргонит	100,0869	0,43971
MgCO ₃	Магнезит	84,3139	0,52197
CaMg(CO ₃) ₂	Доломит***	184,4008	0,47732
FeCO ₃	Сидерит	115,8539	0,37987
Ca(Fe,Mg,Mn)(CO ₃) ₂	Анкерит****	185,0225-215,6160	0,40822-0,47572
Mn CO ₃	Родохрозит	114,9470	0,38286
Na ₂ CO ₃	Карбонат натрия или кальцинированная сода	106,0685	0,41492

Примечание:
Источник:
1) CRC Handbook of Chemistry and Physics (2004); 2) РПМГЭИК, 2006г. Том 3, Глава 2
* Округление производится до трех цифр после запятой.
** Доля выделившегося в атмосферу CO₂ при условии 100%-ного кальцинирования, т.е. 1 тонна кальцита при полном кальцинировании дает 0,43971 тонны CO₂.
*** Кальцит - основной минерал в составе известняка.
**** Интервал молекулярного веса, показанный для анкерита, предполагает присутствие Fe, Mg и Mn в количестве не менее 1,0%.

Таблица 2

Молекулярные веса и содержание диоксида углерода для основных видов карбонатов

Карбонат	Название минерала	Молекулярный вес	Коэффициент выброса (тонны CO ₂ / тонну карбоната)*
CaCO ₃	Кальцит** или арагонит	100,0869	0,43971
MgCO ₃	Магнезит	84,3139	0,52197
CaMg(CO ₃)	Доломит **	184,4008	0,47732
FeCO ₃	Сидерит	115,8539	0,37987
Ca(Fe,Mg,Mn)(CO ₃) ₂	Анкерит***	185,0225-215,6160	0,40822-0,47572
MnCO ₃	Родохрозит	114,9470	0,38286
Na ₂ CO ₃	Карбонат натрия или кальцинированная сода	106,0685	0,41492

Примечание:

* Доля выделившегося в атмосферу CO₂ при условии 100%-ного кальцинирования, т.е. 1 тонна кальцита при полном кальцинировании дает 0,43971 тонны CO₂;

**Кальцит – основной минерал в составе известняка. Такие термины, как высокомагнезиальный известняк или доломитовый известняк, относятся к

относительно небольшим количествам замещения Са на Mg в обычно применяемой формуле известняка CaCO_3 ;

*** Интервал молекулярного веса, показанный для анкерита, предполагает присутствие Fe, Mg и Mn в количествах не менее 1,0 процента.

Таблица 3

Молярная масса химических веществ

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

© 2012. РГП на ПХВ «Институт законодательства и правовой информации Республики Казахстан»
Министерства юстиции Республики Казахстан