

**О внесении изменении и дополнений в приказ Министра экологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 17 января 2023 года № 9 "Об утверждении методик по расчету выбросов и поглощения парниковых газов"**

Приказ Министра экологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 1 марта 2024 года № 55. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 4 марта 2024 года № 34109

      ПРИКАЗЫВАЮ:

      1. Внести в приказ Министра экологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 17 января 2023 года № 9 "Об утверждении методик по расчету выбросов и поглощения парниковых газов" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 31735) следующие изменения и дополнения:

      в приложении 1 к вышеуказанному приказу:

      пункт 7 изложить в новой редакции:

      "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.";

      дополнить пунктом 18-1 следующего содержания:

      "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".

      Таблицу 1 изложить в новой редакции:

      "

 **Таблица 1**
**Коэффициенты по умолчанию для горючих газов**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|
Наименование газа |
Промышленный процесс/источник газа |
Плотность газа (при стандартных условиях) |
Массовая/объемная доля углерода в газе |
Коэффициент выбросов СО2 при сжигании газа |
Низшая объемная теплота сгорания t–20оС р–101325 Ра |
|  |  |
килограмм/метр кубический |
масса углерода/масса газа |
масса углерода/ 1000 метров кубический газа |
масса CО2/масса газа |
масса CО2/1000 метров кубических газа |
масса CО2/терраджоуль |
терраджоуль/1000 метров кубических |
|
Коксовый |
Производство кокса |
0,45 |
0,5047 |
0,2271 |
1,8495 |
0,8323 |
48,0999 |
0,017303 |
|
Полукоксовый |
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 |

      ".

      Таблицу 2 изложить в новой редакции:

      "

 **Таблица 2**
**Табличные значения объемных показателей**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|
Наименование газа |
Источник газа/процесса |
Плотность газа (при стандартных условиях) |
Массовая/объемная доля углерода в газе |
Коэффициент выбросов СО2 при сжигании газа |
Низшая объемная теплота сгорания t–20оС р–101325 Ра |
|
килограмм/метр кубический |
тонн углеро да/тонн газа |
тонн углерода/ 1000 метров кубических газа |
тонн CО2/тонн газа |
тонн CО2/1000 метров кубических |
тонн CО2/терра джоуль |
терраджоуль/1000 метров кубических |
|
Ртабл |
Мтабл (массовая доля) |
Мтабл (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 газофракциниров ки и/или аминовой очистки |
1,58 |
0,7998 |
1,2637 |
2,9307 |
4,6306 |
63,6540 |
0,073 |
|
Нефтезаводской газ |
Термический крегинг 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 |

      ".

      в приложении 2 к вышеуказанному приказу:

      пункт 10 изложить в новой редакции:

      "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:



      где:

      OFтопл - коэффициент окисления топлива, доля;

      q4- 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.";

      пункт 21 изложить в новой редакции:

      "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:



      где:



 - выбросы CH4 при сжигании твердого и жидкого топлива (для субъектов администрирования твердого, жидкого и газообразного), тонн СО2 - эквивалент;



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



 - коэффициент выбросов CH4 при сжигании твердого и жидкого (для субъектов администрирования твердого, жидкого и газообразного) топлива, согласно таблицам 2, 3 приложения к настоящей Методике, тонн CH4/ТДж.;

      Qt- 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;

      OFтопл - 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 N2O 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.



 – коэффициент потенциала глобального потепления для метана, тонн СО2 - эквивалент/тонн CH4. 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.";

      пункт 22 изложить в новой редакции:

      "22. Показатель: Выбросы N2O

      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:



      где:



 - выбросы N2O при сжигании твердого и жидкого топлива (для субъектов администрирования твердого, жидкого и газообразного), тонн СО2 - эквивалент;



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

      Qt- 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;

      OFтопл - 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.



 - коэффициент выбросов N2O при сжигании твердого и жидкого (для субъектов администрирования твердого, жидкого и газообразного) топлива, согласно таблицам 2, 3 приложения к настоящей Методике тонн N2O/ТДж;

      Субъекты квотирования используют коэффициент выбросов N2O 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.



 - коэффициент потенциала глобального потепления для оксида азота, тонн СО2 - 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.";

      Таблицу 1 изложить в новой редакции:

      "

 **Таблица 1**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|
Наименование типа топлива |
Значение низшей теплотворной способности (Низшая Теплота Сгорания) по умолчанию (ТДж/тонн) |
Эффективный коэффициент выбросов CO2 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 |
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 |

      ";

      Таблицу 2 изложить в новой редакции:

      "

 **Таблица 2**
**Коэффициенты выбросов из утилитарных источников**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|
Основная технология |
Конфигурация |
Коэффициенты1 выбросов (тонн/ТДж подводимой энергии) |
|
СН4 |
N2O |
|
Жидкие виды топлива |
|
Котлы на топочном мазуте/сланцевом масле |
Нормальное сжигание |
r 0,0008 |
0,0003 |
|
Танценциальное сжигание  |
r 0,0008 |
0,0003 |
|
Котлы на газойле/ дизельном топливе |
Нормальное сжигание |
0,0009 |
0,0004 |
|
Танценциальное 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 |
r 0,0005 |
|
Сухое дно, тангенциальное сжигание |
0,0007 |
r 0,0014 |
|
Мокрое дно |
0,0009 |
r 0,0014 |
|
Котлы с механической загрузкой и распределением битума  |
С повторной загрузкой и без |
0,001 |
r 0,0007 |
|
Топка с битумным псевдоожиженным слоем |
Циркулирующий слой |
0,001 |
r 0,061 |
|
Кипящий слой |
0,001 |
r 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 МГЭИК1996 г. |
|
r - указывает на коэффициент выбросов, который был пересмотрен после выхода Руководящих указаний МГЭИК 1996 г. |

      ";

      Таблицу 3 изложить в новой редакции:

      "

 **Таблица 3**
**Коэффициенты выбросов из промышленных источников**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|
Основная технология |
Конфигурация |
Коэффициенты1 выбросов (тонн/ТДж подводимой энергии) |
|
СН4 |
N2O |
|
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 турбины1 > 3 МВт |  |
r 0,004 |
0,001 |
|
Поршневые двигатели на природном газе2 |
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 МГЭИК1996 г. |
|
r - указывает на коэффициент выбросов, который был пересмотрен после выхода Руководящих указаний МГЭИК 1996 г. |

      ".

      в приложении 3 к вышеуказанному приказу:

      пункт 4 изложить в новой редакции:

      "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:



      где:

      Едобыча – суммарные годовые выбросы СО2 эквивалент от процесса добычи, в году у, тонн СО2-эквивалент;

      ETOTAL – суммарные выбросы парниковых газов, тонн СО2-эквивалент;

      Egas,COMB,y – суммарные годовые выбросы СО2 от сжигания газообразных видов топлива в году у, тонн СО2-эквивалент;

      Eiq,COMB,y – суммарные годовые выбросы СО2 от сжигания жидких видов топлива, тонн СО2-эквивалент;

      Eflare,y – суммарные выбросы СО2 от сжигания попутного нефтяного газа и другие виды газообразного топлива на факеле, тонн СО2эквивалент;



 – суммарные годовые выбросы СН4 от утечек и аварийных сбросов на производственной площадке (месторождении) i для года y, тонн СО2-эквивалент;



 – суммарные годовые выбросы СО2 и от горения топливного газа на дежурных горелках, тонн СО2-эквивалент;



 - суммарные годовые выбросы СН4 от транспортировки нефти и газа, тонн СО2-эквивалент



 - суммарные годовые выбросы СН4 при продувке факельных коллекторов, технических остановках, запусках и других процессах, тонн СО2-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.";

      дополнить пунктом 21-1 следующего содержания:

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

      дополнить пунктом 23-1 следующего содержания:

      "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.";

      дополнить пунктом 25-1 следующего содержания:

      "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.";

      дополнить пунктом 28-1 следующего содержания:

      "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.";

      Таблицу 1 изложить в новой редакции:

      "

 **Таблица 1**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|
Наименование типа топлива |
Значение низшей теплотворной способности (Низшая Теплота Сгорания) по умолчанию (ТДж/тонн) |
Эффективный коэффициент выбросов CO2 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 |
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 |

      ".

      в приложении 4 к вышеуказанному приказу:

      пункт 1 изложить в новой редакции:

      "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.";

      пункт 9 изложить в новой редакции:

      "9. Самые большие выбросы СО2 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 СО2 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:

      ECO2, BF= [(ORE × CORE)+S(CARBF × CCAR,BF)+ S (FLBF× CFL,BF)+ S (OT× COT) – (IOUT × CI,out) – (NM× CNM ) - (BFGout × CBFG,out) – (RBF × CR,BF)] × 44/12, (4),

      где:

      ECO2, BF – выбросы СО2 от производства чугуна, тонн СО2;

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

      CORE – 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);

      CARBF – 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.

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

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

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

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

      COT – содержание углерода в других материалах, доли единиц. 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.

      IOUT – количество выплавленного чугуна, тонн;

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

      NM –количество произведенного неметаллического продукта, тонн;

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

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

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

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

      CR,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.";

      дополнить пунктом 18-1 следующего содержания:

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

      в приложении 5 к вышеуказанному приказу:

      пункт 1 изложить в новой редакции:

      "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.";

      дополнить пунктом 8-1 следующего содержания:

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

      пункт 9 исключить;

      дополнить пунктом 10-1 следующего содержания:

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

      пункт 38 изложить в следующей редакции:

      "38. Вследствие наличия данных у операторов установок данных для расчета при обжиге известняка, следует использовать следующую формулу:

      МСО2 = kCO2,известьi х Мизвести i х kип,i х kгаш.извести,i (19),

      где:

      МСО2 - выбросы от производства извести, тонн СО2-эквивалента;

      kCO2,известь i – коэффициент выбросов СО2 для извести типа "i", тоннСО2/тонну извести;

      Мизвести i – производство извести типа "i", тонны;

      kип,i - поправочный коэффициент на известковую пыль (ИП) для извести типа "i", относительные единицы. Эта поправка может быть учтена аналогично поправке на цементную пыль (ЦП);

      kгаш.извести,i - поправочный коэффициент на гашеную известь типа "i", относительные единицы;

      "i" -любой тип извести, из перечисленных в таблице 5 Приложения к Методике.".

      в приложении 6 к вышеуказанному приказу:

      пункт 2 изложить в новой редакции:

      "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.";

      пункт 10 изложить в новой редакции:

      "10.Показатель: выбросы C2F6 от производства алюминия

      EC2F6 = (ECF4 × F C2F6 / CF4) × GWPC2F6 (5),

      где:

      EC2F6 – выбросы C2F6 от производства алюминия, килограмм C2F6;

      F C2F6 / CF4 – весовое соотношение C2F6/CF4, кг (данные из таблицы 4 Приложения к настоящей Методике);

      GWP C2F6 – потенциал глобального потепления C2F6, 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 (±15 %).";

      таблицу 4 изложить в новой редакции:

      "Таблица 4

      Угловые коэффициенты для CF4 и C2F6 для расчета выбросов ПФУ по различным технологиям

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|
Технологияa |
Угловой коэффициентb,c для CF4 кг/тонн, (килограмм CF4/ тонн алюминия) / (минуты анодного эффекта/ ванно-сутки) |
Коэффициент перенапряженияb,c,d, [(кгCF4/TAl)/ (мB)] |
Весовое соотношение C2F6 / CF4 |
|
CF4 |
Неопределенность, (+/-) % |
CF4 |
Неопределенность, (+/-) % |
C2F6 / CF4 |
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. |

      ".

      в приложении 8 к вышеуказанному приказу:

      пункт 3 изложить в новой редакции:

      "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.";

      пункт 5 изложить в новой редакции:

      "5. Показатель: Выбросы СН4 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:

      EСН4 = М×ВСН4 × КСН4 (1),

      где:

      EСН4 - выбросы метана при открытой или закрытой добыче угля за отчетный период, тонна;

      М - объем добытого угля при открытой или закрытой добыче угля за отчетный период, тонна;

      ВСН4 - метаноностность добываемого угля, м3 СН4/тонна;

      Метаноностность 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.

      КСН4 - коэффициент преобразования для перевода объемных единиц измерения (м3), в единицы массы (тонны или килограммы), равное 0,67 кг/м3;

      Преобразование осуществляется путем учета плотности метана при стандартных условиях атмосферы и температуры в 20°С.

      В случае отсутствия данных по метаноностности 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 метаноносности 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 СН4 для подземной добычи угля 28,56 м3/т или 20,478 кг/т кг/т (добыча угля и после добычи);

      средневзвешенный коэффициент СН4 для открытой добычи угля 1,225 м3/т или 0,878 кг/т (добыча угля и после добычи);

      КСН4 - коэффициент преобразования для перевода объемных единиц измерения (м3), в единицы массы (тонны или килограммы), равное 0,717 кг/м3.

      Преобразование осуществляется путем учета плотности метана при нормальных условиях атмосферы и температуры в 0°С.

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

      пункт 6 изложить в новой редакции:

      "6. Для всех технологических процессов при добыче угля и после добычи угля оператор установки использует следующие средневзвешенные коэффициенты выбросов СО2:

      для подземного угля - 3,927 м3/т или 7,679 кг/т (добыча угля и после добычи).

      для открытой добычи угля - 0,35м3/т или 0,686 кг/т (добыча угля и после добычи).

      СО2 - коэффициент преобразования для перевода объемных единиц измерения (м3), в единицы массы (тонны или килограммы), равное 1,96 кг/м3;

      Преобразование осуществляется путем учета плотности диоксида углерода при нормальных условиях атмосферы и температуры в 0°С.";

      пункт 8 изложить в новой редакции:

      "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 СН4 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:

      EСН4уг = М× ССН4 × КСН4, (3)

      где:

      EСН4уг - выбросы метана после открытой или закрытой добыче угля за отчетный период, тонна;

      М - объем добытого угля за отчетный период, тонна;

      ССН4 – содержание СН4 в угле после открытой или закрытой добыче угля добычи угля, м3 СН4/тонна применять только в том случае, если не применяется единый, средневзвешенный коэффициент СН4 для подземной или открытой добычи угля указанный в пункте 5.

      КСН4 - коэффициент преобразования для перевода объемных единиц измерения (м3), в единицы массы (тонны или килограммы), равное 0,717 кг/м3;

      Преобразование осуществляется путем учета плотности метана при нормальных условиях атмосферы и температуры в 0°С.

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

      пункт 9 изложить в новой редакции:

      "9. Показатель: Выбросы СО2 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:

      EСО2уг = М× ССО2 × КСО2 (4)

      где:

      EСО2уг. - выбросы СО2 после открытой или закрытой добыче угля за отчетный период, тонны;

      М - объем добытого угля за отчетный период, тонны;

      ССО2 - содержание СО2 в добытом угле, м3СО2/тонна применять только в том случае, если не применяется единый, средневзвешенный коэффициент СО2 для подземной или открытой добычи угля указанный в пункте 6 настоящей Методики.

      КСО2 - коэффициент преобразования для перевода объемных единиц

      измерения (м3), в единицы массы (тонны или килограммы), равное 1,96 кг/м3;

      Преобразование осуществляется путем учета плотности диоксида углерода при нормальных условиях атмосферы и температуры в 0°С.

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

      заголовок параграфа 2 изложить в следующей редакции:

      "Параграф 2. Расчет выбросов парниковых газов при добыче угля от эндогенных пожаров";

      пункт 12 исключить;

      пункт 13 изложить в новой редакции:

      "13. Показатель: Расчет выбросов СО2 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:

      Е = М \*К1\* К2 \* ТНЗ \* К3 \* 44/12 \*10-3 (6),

      где:

      Е - годовой выброс СО2 для эндогенных пожаров, тонн/год;

      М – количество складируемой внутренней вскрыши, тонн/год;

      К1 - 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:

      К1 = (S \* Р\* Н) / M (6.1),

      где:

      К1 - коэффициент сгорания внутренней вскрыши;

      S – площадь пожаров определяемая, согласно измерениям маркшейдерским измерениям за год, м2;

      Р – плотность вскрыши согласно данным геологической службы, т/м3;

      Н – средняя глубина пожара, определяемая инструментально;

      М – количество складируемой внутренней вскрыши, тонн/год.

      К2 - коэффициент окисления углерода в угле, равный 0,98.

      ТНЗ - низшая теплотворная способность внутренней складируемой 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.

      К3 - 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.";

      пункт 26 изложить в новой редакции:

      "26. Выбросы СО2 от вскрышной породы и эндогенных пожаров для субъектов администрирования рассчитываются в соответствии с пунктом 12 настоящей Методики.".

      в приложении 9 к вышеуказанному приказу:

      пункт 2 изложить в новой редакции:

      "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.";

      пункт 7 изложить в новой редакции:

      "7. Показатель: выбросы СО2 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:

      EСО2,y=∑nj=1 (RMCj,yxEFCO2 j,yxOFj,y) - RCO2 (1),

      где:

      EСО2,y – выбросы СО2 от производства аммиака за период "у", тонн СО2-эквивалент;

      RMCj,y - расход углеродсодержащего сырья (топлива) "j" на производство аммиака за период "у", 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.

      EFCO2j,y – коэффициент выбросов СО2 от использования углеродсодержащего сырья (топлива) "j", тонн СО2/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.

      OFj,y – коэффициент окисления углеродсодержащего сырья (топлива) "j" за период "у", доля, принимается для всех видов газообразного, жидкого и твердого углеродсодержащего сырья (топлива) по умолчанию равным 1,0 (соответствует 100% окислению).

      RCO2 – масса СО2 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 "у".

      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.".

      в приложении 10 к вышеуказанному приказу:

      пункт 2 изложить в новой редакции:

      "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.";

      пункт 16 изложить в новой редакции:

      "16. Выбросы СО2 на основе данных о расходе карбонатного сырья, известняка и доломита, рассчитываются по следующей формуле:

      Показатель: выбросы СО2 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:

      EСО2= ∑ni=1 (Мi× ЕFi× Fi) (3),

      где:

      EСО2 - выбросы СО2 от использования карбонатов в производстве минеральных материалов, тонны

      Мi– масса потребленного карбоната "i", тонны;

      ЕFi– коэффициент выбросов для карбоната "i", тонны СО2/на тонну карбоната согласно таблице 2 приложения к Методике;

      При отсутствии необходимых данных, коэффициент рассчитывается как стехиометрическое отношение молекулярной массы СО2 к молекулярной массе карбоната.

      Fi - 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.".

      2. Департаменту климатической политики Министерства экологии и природных ресурсов Республики Казахстан в установленном законодательством Республики Казахстан 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.

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

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

|  |  |
| --- | --- |
|
*Министр экологии**и природных ресурсов**Республики Казахстан*
 |
*Е. Нысанбаев*
 |

      "СОГЛАСОВАН"

Министерство промышленности

и строительства

Республики Казахстан

      "СОГЛАСОВАН"

Министерство энергетики

Республики Казахстан

      "СОГЛАСОВАН"

Бюро национальной статистики

Агентства по стратегическому

планированию и реформам

Республики Казахстан

 © 2012. РГП на ПХВ «Институт законодательства и правовой информации Республики Казахстан» Министерства юстиции Республики Казахстан