

О внесении изменений 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 CO ₂ при сжигании газа			Низшая объемная теплота сгорания t –20°C p–101325 Pa
				масса углерода/1000	масса CO ₂ /масса газа	масса CO ₂ /1000 метров	масса CO ₂ /	
		килограмм/метр						терраджоуль/1000 метров

		кубический	масса углерода/ масса газа	метров кубический газа		кубический газа	терраджоуль	кубический
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

".

Таблицу 2 изложить в новой редакции:

"

Таблица 2

Табличные значения объемных показателей

		Плотность газа (при стандартн	Массовая/объемная доля углерода в газе	Коэффициент выбросов CO ₂ при сжигании газа	Низшая объемная теплота
--	--	-------------------------------------	---	---	-------------------------------

Наименование газа	Источник газа/процесса	ы х условиях)						сгорания t –20°C p– 101325 Pa
		килограмм /метр кубическ й	тонн углеро да/ тонн газа	тонн углерода/ 1000 метров кубическ х газа	тонн CO ₂ / тонн газа	тонн CO ₂ / 1000 метров кубическ х	тонн CO ₂ / терра джоуль	терраджоу ль/1000 метров кубическ х
		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
	Каталитический							

Нефтезаводской газ	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:

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

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.";

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:

$$M_{\text{ПГ.СН4}} = \sum b_{\text{Топливо.тонн}} \times Q_t \times OF_{\text{топл}} \times EF_{\text{топл.СН4}} \times GWP_{\text{СН4.CO2экв}} \quad (10),$$

где:

$M_{\text{ПГ.СН}_4}$

- выбросы СН_4 при сжигании твердого и жидкого топлива (для субъектов администрирования твердого, жидкого и газообразного), тонн СО_2 - эквивалент;

$b_{\text{Топливо.тонн}}$

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

$EF_{\text{Топл.СН}_4}$

- коэффициент выбросов СН_4 при сжигании твердого и жидкого (для субъектов администрирования твердого, жидкого и газообразного) топлива, согласно таблицам 2, 3 приложения к настоящей Методике, тонн $\text{СН}_4/\text{ТДж.}$;

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.";

пункт 22 изложить в новой редакции:

"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:

$$M_{ПГ, N_2O} = \sum b_{Топливо, тонн} \times Q_t \times OF_{топл} \times EF_{Топл, N_2O} \times GWP_{N_2O, CO_2 экв} \quad (11),$$

где:

$M_{ПГ, N_2O}$

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

$b_{Топливо, тонн}$

- 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;

$OF_{\text{топл}}$ - 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.

$EF_{\text{Топл.N}_2\text{O}}$

- 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 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.

$GWP_{N_2O, CO_2 экв}$

- коэффициент потенциала глобального потепления для оксида азота, тонн CO_2 - эквивалент/тонн N_2O . 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 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
Брикетируемый 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
	Заводской газ	0,0387	44,4
	Коксовый газ	0,0387	44,4

Производные газы	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)	
		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	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 комбин. 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	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 псевдоожженным 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.
г - 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:

$$E_{\text{total}} = E_{\text{добыча}} + E_{\text{gas, COMB}, y} + E_{\text{liq, COMB}, y} + E_{\text{flare}, y} + E_{\text{fugitive}, y} \text{CH}_4 + E_{\text{technical fugitive}, y} + E_{\text{engine process}} + E_{\text{technic process}}$$

где:

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

$E_{\text{fugitive}, y} \text{CH}_4$

– суммарные годовые выбросы CH_4 от утечек и аварийных сбросов на производственной площадке (месторождении) i для года у, тонн CO_2 -эквивалент;

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

– суммарные годовые выбросы CO_2 и от горения топливного газа на дежурных горелках, тонн CO_2 -эквивалент;

$E_{\text{engine process}}$

- суммарные годовые выбросы CH_4 от транспортировки нефти и газа, тонн CO_2 -эквивалент

$E_{\text{technic process}}$

- суммарные годовые выбросы CH_4 при продувке факельных коллекторов, технических остановках, запусках и других процессах, тонн CO_2 -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 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
Брикетируемый 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 CO₂ 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 перedельном чугуне, весь углерод в коксе и флюсах выбрасывается в качестве продукта сгорания и кальцинирования.

Показатель: Выбросы CO₂ при производстве чугуна

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

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

3) описание метода формирования (расчета) показателей:

$$E_{CO_2, BF} = [(ORE \times C_{ORE}) + S(CAR_{BF} \times C_{CAR, BF}) + S(FL_{BF} \times C_{FL, BF}) + S(OT \times C_{OT}) - (I_{OUT} \times C_{I, out}) - (NM \times C_{NM}) - (BF_{Gout} \times C_{BFG, out}) - (R_{BF} \times C_{R, BF})] \times 44/12, (4),$$

где:

$E_{CO_2, BF}$ – выбросы CO₂ от производства чугуна, тонн CO₂;

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.";

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:

$$M_{CO_2} = k_{CO_2,извести\ i} \times M_{извести\ i} \times k_{ип,i} \times k_{гаш.извести,i} \quad (19),$$

где:

M_{CO_2} - выбросы от производства извести, тонн CO_2 -эквивалента;

$k_{CO_2,извести\ i}$ – коэффициент выбросов CO_2 для извести типа "i", тонн CO_2 /тонну извести;

$M_{извести\ i}$ – производство извести типа "i", тонны;

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

$k_{гаш.извести,i}$ - 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 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 ($\pm 15\%$)."; таблицу 4 изложить в новой редакции:

"Таблица 4

Угловые коэффициенты для CF_4 и C_2F_6 для расчета выбросов ПФУ по различным технологиям

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 /Т _{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.

".

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 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} - метанодность добываемого угля, $\text{м}^3 \text{CH}_4/\text{тонна}$;

Метанодность 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 метанодности 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 метанодности 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 $20,478 \text{ кг/т}$ (добыча угля и после добычи);

средневзвешенный коэффициент CH_4 для открытой добычи угля $1,225 \text{ м}^3/\text{т}$ или $0,878 \text{ кг/т}$ (добыча угля и после добычи);

KCH_4 - коэффициент преобразования для перевода объемных единиц измерения (м^3), в единицы массы (тонны или килограммы), равное $0,717 \text{ кг/м}^3$.

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.";

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 CO_2 :

для подземного угля - $3,927 \text{ м}^3/\text{т}$ или $7,679 \text{ кг/т}$ (добыча угля и после добычи).

для открытой добычи угля - $0,35 \text{ м}^3/\text{т}$ или $0,686 \text{ кг/т}$ (добыча угля и после добычи).

CO_2 - коэффициент преобразования для перевода объемных единиц измерения (м^3), в единицы массы (тонны или килограммы), равное $1,96 \text{ кг/м}^3$;

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

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 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:

$E_{CH_4_{уг}}$ - 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, $m^3 CH_4$ /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 (m^3), в единицы массы (тонны или килограммы), равное $0,717 \text{ кг}/m^3$;

Преобразование осуществляется путем учета плотности метана при нормальных условиях атмосферы и температуры в $0^\circ C$.

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 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:

$$E_{CO_2_{уг}} = M \times C_{CO_2} \times K_{CO_2} \quad (4)$$

где:

$E_{CO_2_{уг}}$ - 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, $m^3 CO_2$ /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 (m^3), в единицы массы (тонны или килограммы), равное $1,96 \text{ кг}/m^3$;

Преобразование осуществляется путем учета плотности диоксида углерода при нормальных условиях атмосферы и температуры в $0^\circ C$.

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 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 CO_2 для эндогенных пожаров, тонн/год;

M – количество складированной внутренней вскрыши, тонн/год;

K_1 - 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:

K_1 - коэффициент сгорания внутренней вскрыши;

S – площадь пожаров определяемая, согласно измерениям маркшейдерским измерениям за год, м^2 ;

P – плотность вскрыши согласно данным геологической службы, т/м^3 ;

H – средняя глубина пожара, определяемая инструментально;

M – количество складированной внутренней вскрыши, тонн/год.

K_2 - коэффициент окисления углерода в угле, равный 0,98.

ТНЗ - низшая теплотворная способность внутренней складированной 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.

K_3 - 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 CO_2 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 CO_2 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:

$$E_{CO_2,y} = \sum_{j=1}^n (RMC_{j,y} \times EFCO_{2,j,y} \times OF_{j,y}) - R_{CO_2} \quad (1),$$

где:

$E_{CO_2,y}$ – выбросы CO_2 от производства аммиака за период "y", тонн CO_2 -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.

$EF_{CO_2j,y}$ – 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 CO₂ 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."

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 CO_2 на основе данных о расходе карбонатного сырья, известняка и доломита, рассчитываются по следующей формуле:

Показатель: выбросы CO_2 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:

$$E_{\text{CO}_2} = \sum_{i=1}^n (M_i \times EF_i \times F_i) \quad (3),$$

где:

E_{CO_2} - выбросы CO_2 от использования карбонатов в производстве минеральных материалов, тонны

M_i – масса потребленного карбоната "i", тонны;

EF_i – коэффициент выбросов для карбоната "i", тонны CO_2 /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."

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