

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

**Методика расчетов выбросов парниковых газов от сжигания
горючих газов**

Глава 1. Общие положения

1. Методика расчетов выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов (далее – Методика) разработана в соответствии с пунктом 3 статьи 294 Экологического кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года (далее – Кодекс) и предназначена для расчетов коэффициента выбросов двуокиси углерода (далее – CO_2) от сжигания горючих газов.

2. Расчет коэффициента выбросов CO_2 от сжигания горючих газов определяется электронным расчетным инструментом (далее – ЭРИ), предназначенным для расчета коэффициентов выбросов парниковых газов от сжигания горючих газов. ЭРИ размещен на официальном интернет-ресурсе оператора системы торговли углеродными единицами (далее – оператор системы).

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

- 1) агломерационные газы – газы, образующиеся в процессе термического спекания мелких частиц руды для улучшения их металлургических свойств;
- 2) горючий газ – газ природного происхождения или полученный искусственным путем, имеющий низкую теплоту сгорания;
- 3) компонентный состав газа – смесь различных углеводородов, содержащихся в составе газа;
- 4) нефтезаводской газ – газ, образующийся при термических и каталитических процессах переработки продуктов нефти;
- 5) стандартные условия – условия окружающей среды, соответствующие температуре 20 градусов и давлению 101325 Паскаль (760 миллиметров ртутного столба);
- 6) теплогенерация – процесс сжигания различных видов топлива для получения тепла;
- 7) оператор установки – физическое или юридическое лицо, в собственности или ином законном пользовании которого находится установка.

4. Иные термины и определения, используемые в настоящих Правилах, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

Глава 2. Расчеты коэффициента выбросов CO₂ от сжигания горючих газов

5. Расчет выбросов CO₂ от сжигания горючих газов производится операторами установок с применением коэффициента выбросов, рассчитанного с помощью ЭРИ, и данных о массе (объеме) сожженного горючего газа, полученных в результате мониторинга в соответствии с Формой плана мониторинга выбросов парниковых газов (далее – План мониторинга) в Приложении 1 к Правилам государственного регулирования в области выбросов и поглощений парниковых газов.

6. Для использования ЭРИ в качестве исходных данных используется информация о компонентном составе горючего газа и его плотности. Все исходные данные о характеристиках газа, его компонентном составе приводятся к стандартным условиям.

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

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

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

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

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

9. Коэффициент выбросов CO₂ для горючего газа в ЭРИ рассчитывается автоматически, исходя из его компонентного состава, по следующей формуле:

$$EF_{DG,i,y} = \sum_k \left(\frac{V_{DG,i,k} \times z_k \times MW_k}{d_k \times \mu_k} \right) \times 44 \times OF, \quad (1),$$

где:

$EF_{DG,i,y}$ – коэффициент выбросов (килограмм CO₂/килограмм топлива);

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

z_k – количество атомов углерода в компоненте k ;

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

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

μ_k – молярный вес компонента k , килограмм/киломоль;

44 – молярная масса CO_2 , килограмм/киломоль;

OF – коэффициент окисления (для сжигания в целях теплогенерации принимается по умолчанию равным 1, для факельного сжигания, на нефтеперегонных заводах принимается равным 0,995 для производственных и перерабатывающих объектов - 0,98).

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

10. Молярная плотность компонента k , рассчитывается в ЭРИ по следующей формуле:

$$MW_k = \frac{\mu_k}{V}, \quad (2),$$

где:

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

μ_k – молярный вес компонента k , килограмм/киломоль;

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

11. Средневзвешенная плотность газа (смеси газов), состоящего из компонентов k , определяется в ЭРИ по следующей формуле:

$$d_k = \sum_k V_{DG,i,k} \times MW_k, \quad (3),$$

где:

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

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

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

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

Операторы установок, на отдельных технологических установках которых

производится (перерабатывается) более 20 тысяч тонн в год горючего газа переменного компонентного состава, определяют компонентный состав газа с помощью автоматических многоканальных (полных) анализаторов газа. Анализаторы газа зарегистрированы в реестре государственной системы обеспечения единства измерений в соответствии с пунктом 3) статьи 17 Закона от 7 июня 2000 года «Об обеспечении единства измерений».

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

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

15. Оператор установки использует данные о массовой либо объемной доле углерода в отводимом из установки горючего газа, рассчитанного с использованием ЭРИ, в расчетах массового баланса углерода для целей расчета иных выбросов CO_2 установки.

16. Оператор установки, использующий покупной природный газ стандартного качества, потребление которого не превышает 25 миллионов метров кубических в год (объем газа в стандартных условиях), применяет объемные коэффициенты выбросов CO_2 для природного газа, в соответствии с сопровождающей технической документацией, в которой они указаны.

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

Для мелких и малых месторождений нефти, газовый фактор которых не превышает 10 кубических метров газа на тонну нефти, используются данные о компонентном составе газа, указанные в утвержденных проектных документах разработки месторождений в соответствии с пунктом 4 статьи 66 Закона Республики Казахстан от 24 июня 2010 года «О недрах и недропользовании».

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

19. В случае, если оператор установки не имеет возможности для измерения полного компонентного состава всех типов горючих газов от каждой установки и на каждом источнике выбросов CO_2 , существуют косвенные данные

для определения выбросов CO₂. К таким данным относятся плотность газов, теплотворная способность, массовая/объемная доля углерода в газе, согласно которым рассчитывается выбросы CO₂.

20. В случае, если оператор установки не имеет достаточных данных для расчета коэффициента выбросов CO₂ с помощью ЭРИ или по формуле, установленной в пункте 10 настоящей Методики, применяются следующие данные:

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

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

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

Объемный коэффициент выбросов CO₂ рассчитывается по следующей формуле:

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

где:

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

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

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

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

Массовый коэффициент выбросов CO₂ рассчитывается по следующей формуле:

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

где:

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

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

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

Объемная теплотворная способность горючего газа рассчитывается по следующей формуле:

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

где:

$NCV_{i,y(об.)}$ – объемная теплотворная способность горючего газа от процесса

i в году u , терраджоули/1000 стандартных метров кубических;

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

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

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

Объемная доля углерода в газе рассчитывается по следующей формуле:

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

где:

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

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

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

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

Массовая доля углерода в газе рассчитывается по следующей формуле:

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

где:

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

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

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

При наличии фактических измеряемых данных только о низшей теплоте сгорания нефтезаводского газа, выбросы CO_2 определяются по следующей формуле:

$$E(\text{CO}_2) = EF_{J,\text{табл}} \times NCV_{i,y \text{ об.}}, \quad (9),$$

где:

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

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

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

21. С целью контроля выбросов парниковых газов оператор установки сводит и отражает количество использованного топлива в отчете об инвентаризации выбросов парниковых газов.

22. Оператор установки осуществляет способы расчета и периодичности измерений в соответствии с мониторингом выбросов. Данные по потребляемому топливу архивируются и хранятся у оператора установки.

Приложение
к Методике расчетов выбросов
парниковых газов от сжигания
горючих газов

Таблица 1

Коэффициенты по умолчанию для горючих газов

Наименование газа	Промышленный процесс/источник газа	Плотность газа (при стандартных условиях)	Массовая/объемная доля углерода в газе		Коэффициент выбросов CO ₂ при сжигании газа			Низшая объемная теплота сгорания t–20°C p–101325 Pa
			масса углерода/масса газа	масса углерода/1000 метров кубический газа	масса CO ₂ /масса газа	масса CO ₂ /1000 метров кубических газа	масса CO ₂ /терраджоуль	
Коксовый	Производство кокса	0,45	0,5047	0,2271	1,8495	0,8323	48,0999	17302,60

Полукокс совый	Производство полукокса из углей Шубаркольского разреза (спецкокс)	0,91	0,17	0,15	0,60	0,54	70,85	7642,76
Домен ный газ	Выплавка передельного чугуна	1,30	0,2004	0,2605	0,7343	0,9545	217,6221	4386,22
Домен ный газ	Выплавка литейного чугуна	1,30	0,1838	0,2389	0,6734	0,8754	189,377	4622,33
Конвен торный газ	Выплавка стали	1,40	0,3657	0,5120	1,3400	1,8760	194,7959	9630,68
Ферросп лавный газ	Производство феррохрома	1,26	0,3589	0,4522	1,3151	1,6570	176,8031	9371,85
Ферросп лавный газ	Производство силикомарганца	1,26	0,3811	0,4802	1,3965	1,7596	179,6387	9795,26
Ферросп лавный газ	Производство ферросилиция	1,26	0,3621	0,4562	1,3267	1,6716	172,0869	9713,59
Ферросп лавный газ	Производство ферромарганца	1,26	0,3927	0,4949	1,4391	1,8133	174,3199	10401,92

Таблица 2

Табличные значения объемных показателей

Наименование газа	Источник газа/процесса	Плотность газа (при стандартных условиях)	Массовая/объем ная доля углерода в газе		Коэффициент выбросов CO ₂ при сжигании газа			Низшая объемная теплота сгорания t– 20°C p–101325 Pa
		килограмм/ метр кубический	тонн углеро да/тонн газа	тонн углерода/ 1000 метров кубичес ких газа	тонн CO ₂ / тонн газа	тонн CO ₂ /1000 метров кубичес ких	тонн CO ₂ /тер ра джоуль	терраджоуль/ 1000 метров кубических
		P _{табл}	M _{табл} (массов ая доля)	M _{табл} (объемная доля)	EF _{табл} (массо вая)	EF _{табл} (объем ная)	EF _{табл}	NCV _{табл} (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	89219,26

Нефтезаводской газ	Сухой газ после газофракционировки и/или аминовой очистки	1,58	0,7998	1,2637	2,9307	4,6306	63,6540	72745,67
Нефтезаводской газ	Термический крекинг мазута под давлением (вискрекинг)	1,89	0,8171	1,5443	2,9940	5,6586	64,7429	87401,40
Нефтезаводской газ	Замедленное коксование	1,53	0,8068	1,2344	2,9562	4,5230	63,5517	71169,70
Нефтезаводской газ	Каталитический крекинг (бензиновый, обычный режим)	1,99	0,8095	1,6110	2,9663	5,9029	65,364	90308,07
Нефтезаводской газ	Каталитический реформинг (обычный режим)	1,87	0,8066	1,5084	2,9556	5,5270	64,9432	85104,48
Нефтезаводской газ	Гидроочистка	1,44	0,8059	1,1605	2,9529	4,2522	62,9705	67526,12
Отходящий («кислый») газ	Отходящие газы установок сероочистки на факельное сжигание	1,45	0,0197	0,0285	0,0721	0,1045	5,0964	20509,44
Попутный нефтяной газ	Сжигание в теплоагрегатах и на факелах высокого давления	1,13	0,7424	0,8389	2,7204	3,0740	61,3524	50104,42
Попутный нефтяной газ	Сжигание на факелах низкого давления	1,36	0,7620	1,0363	2,7922	3,7974	62,5716	60688,18