



МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
(Минприроды России)

П Р И К А З

г. МОСКВА

27.05.2022

№ 371

**Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов**

В целях реализации пункта 2 части 2 статьи 5 Федерального закона от 2 июля 2021 г. № 296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2021, № 27, ст. 5124), подпункта 5.2.37(1) пункта 5 Положения о Министерстве природных ресурсов и экологии Российской Федерации, утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 11 ноября 2015 г. 1219 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2015, № 47, ст. 6586; 2022, № 12, ст. 1818), п р и к а з ы в а ю:

1. Утвердить:

методику количественного определения объема выбросов парниковых газов согласно приложению № 1 к настоящему приказу;

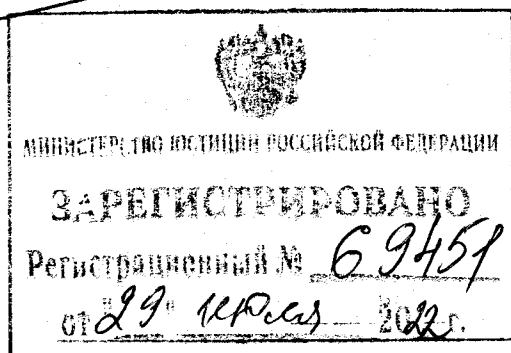
методику количественного определения объема поглощений парниковых газов согласно приложению № 2 к настоящему приказу.

2. Признать утратившим силу приказ Минприроды России от 30 июня 2015 г. № 300 «Об утверждении методических указаний и руководства по количественному определению объема выбросов парниковых газов организациями, осуществляющими хозяйственную и иную деятельность в Российской Федерации» (зарегистрирован Минюстом России 15 декабря 2015 г., регистрационный № 40098).

3. Настоящий приказ вступает в силу с 1 марта 2023 г. и действует 6 лет.

Министр

А.А. Козлов



## **МЕТОДИКА КОЛИЧЕСТВЕННОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЕМА ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ**

### **I. Общие положения**

1. Методика устанавливает порядок количественного определения объемов выбросов парниковых газов, для целей государственного учета выбросов парниковых газов в соответствии с Федеральным законом от 02.07.2021 № 296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2021, № 27, ст. 5124).

2. Методика предназначена для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей, хозяйственная и иная деятельность которых сопровождается выбросами парниковых газов (далее – организации).

### **II. Порядок количественного определения объема выбросов парниковых газов в организациях**

3. Количественное определение объемов выбросов парниковых газов осуществляется в целом по организациям, либо для одного или нескольких ее структурных подразделений, объединенных в единую производственную цепочку. Во всех случаях границы количественного определения и критерии их выбора должны быть точно и однозначно определены. В случае наличия у организации филиалов или обособленных подразделений, расположенных на территории нескольких субъектов Российской Федерации, количественное определение выбросов парниковых газов осуществляется отдельно для филиалов или обособленных подразделений, расположенных на территории различных субъектов Российской Федерации.

Организации документируют границы количественного определения выбросов парниковых газов.

4. В границы количественного определения выбросов включаются прямые выбросы парниковых газов, определяемые в соответствии с приложением № 2 к настоящей Методике, которые происходят непосредственно от объектов организации и осуществляемых процессов.

5. Источники выбросов парниковых газов в границах количественного определения представляют собой производственно-технологические процессы на объектах организаций, в результате которых в атмосферу выделяются парниковые газы.

Каждая категория источников выбросов парниковых газов включает сходные производственно-технологические процессы, приводящие к возникновению выбросов парниковых газов в атмосферу, осуществляемые в границах

количественного определения. Перечень категорий источников выбросов и парниковых газов приведен в приложении № 1 к настоящей Методике.

Каждый источник выбросов парниковых газов, должен быть отнесен к одной из выделенных категорий источников или исключен из количественного определения объемов выбросов парниковых газов.

Перечень источников выбросов парниковых газов актуализируется организацией в случае появления новых источников выбросов парниковых газов, изменений технологических процессов, изменения методов количественного определения выбросов парниковых газов, потенциалов глобального потепления парниковых газов и в других случаях, существенно влияющих на результаты (более 5% от суммарных годовых выбросов).

6. Из количественного определения выбросов парниковых газов в организации исключаются источники выбросов, которые суммарно составляют менее 5% в год от суммарных выбросов в организации, но не более 50 тыс.т CO<sub>2</sub>-эквивалента/год.

7. Количественное определение выбросов парниковых газов для категорий источников, приведенных в приложении № 1 к настоящей Методике, осуществляется с использованием методов, установленных для соответствующих категорий источников выбросов парниковых газов в приложении № 2 к настоящей Методике, включающих:

метод расчета на основе данных о деятельности и коэффициентов выбросов;

метод расчета на основе материально-сырьевого баланса;

метод расчета на основе периодических измерений выбросов парниковых газов;

метод непрерывного мониторинга выбросов парниковых газов.

8. Исходными данными для количественного определения выбросов парниковых газов являются:

данные, характеризующие интенсивность производственно-технологических процессов на источниках выбросов (например, расход топлива по видам, расход углеродсодержащих материалов, выпуск продукции, товарно-транспортная работа и другое);

данные, характеризующие физико-химические свойства топлива, сырья, материалов, продуктов и отходов производства и потребления (далее – отходы), необходимые для определения объемов выбросов в соответствии с выбранными методами (например, содержание углерода в сырье и продукции, компонентный состав газообразного топлива и углеродсодержащих смесей, теплотворная способность топлива, плотность газов и другое);

коэффициенты выбросов, характеризующие удельный объем выбросов парниковых газов при осуществлении производственно-технологических процессов (например, коэффициенты выбросов при сжигании различных видов топлива в стационарных, мобильных или факельных установках и другое);

коэффициенты пересчета, необходимые для пересчета одних физических или энергетических единиц в другие (например, переводные коэффициенты для энергетических единиц);

потенциалы глобального потепления, используемые для приведения количества выбросов различных парниковых газов к единой величине – тоннам CO<sub>2</sub>-эквивалента.

9. В качестве источников данных для количественного определения выбросов парниковых газов в части данных о деятельности и физико-химических характеристик материальных потоков используется документированная информация, сбор и консолидация которой осуществляется в рамках системы производственного контроля. Такими источниками являются:

- журналы производственного контроля;
- производственно-технические отчеты;
- договора и акты поставки топлива, сырья и материалов;
- сертификаты топлива;
- результаты регулярных лабораторных тестов;
- формы статистической отчетности;
- технологические регламенты;
- энергопотребление в разрезе всей организации и отдельного оборудования, а также сведения об энергогенерации;
- результаты инвентаризации источников выбросов парниковых газов.

10. Исходные данные, указанные в пункте 8 настоящей Методики, должны быть определены с использованием выбранных методов и источников данных и охватывать весь отчетный период.

При определении количества расходуемого сырья, топлива, материалов, производимой продукции и образующихся отходов используются:

- результаты прямых инструментальных измерений расхода ресурсов в организации за отчетный период;
- при отсутствии возможности использования результатов прямых инструментальных измерений расхода ресурсов в организации используются результаты расчетов на основе данных о поступлении, отгрузке на сторону и изменении запасов ресурсов в организации за отчетный период по формуле 1:

$$M_{\text{расход},k,y} = M_{\text{пост},k,y} - M_{\text{отгр},k,y} + M_{\text{запас},k,\text{нач.},y} - M_{\text{запас},k,\text{кон.},y}, \quad (1)$$

где,

$M_{\text{расход},k,y}$  – количество израсходованного k-ресурса в организации за период у, т или тыс. м<sup>3</sup>;

$M_{\text{пост},k,y}$  – количество поступившего в организацию k-ресурса за период у, т или тыс. м<sup>3</sup>;

$M_{\text{отгр},k,y}$  – количество отгруженного на сторону k-ресурса за период у, т или тыс. м<sup>3</sup>;

$M_{\text{запас},k,\text{кон.},y}$  – остаток k-ресурса в организации на конец периода у, т или тыс. м<sup>3</sup>;

$M_{\text{запас},k,\text{нач.},y}$  – остаток k-ресурса в организации на начало периода у (конец предыдущего периода), т или тыс. м<sup>3</sup>.

При определении коэффициентов выбросов, содержания углерода и физико-химических характеристик расходуемого сырья, топлива, материалов, производимой продукции и образующихся отходов, необходимых для количественного определения выбросов парниковых газов, используются данные, обеспечивающие их наименьшую неопределенность.

К источникам данных при определении коэффициентов выбросов, содержания углерода и физико-химических характеристик расходуемого сырья, топлива, материалов, производимой продукции и образующихся отходов относятся результаты регулярных лабораторных исследований за отчетный период.

При отсутствии лабораторных исследований за отчетный период используются данные поставщиков ресурсов, указанные в сертификатах качества, при отсутствии данных поставщиков ресурсов используются данные, приведенные в приложении № 2 к настоящей Методике.

11. Количественное определение объема выбросов парниковых газов осуществляется организациями по источникам или группам источников выбросов парниковых газов с использованием выбранных методов в формате, обеспечивающим возможность воспроизведения расчетов выбросов.

Группы источников выбросов парниковых газов выделяются для целей количественного определения выбросов и объединяют однотипные источники выбросов в организации, относящиеся к одной категории источников согласно приложению № 1 к настоящей Методике.

12. Суммарные выбросы парниковых газов по категориям источников в целом рассчитываются с учетом потенциалов глобального потепления парниковых газов и выражаются в CO<sub>2</sub>-эквиваленте. Расчет выполняется по формуле 2:

$$E_{CO_2e,y} = \sum_{i=1}^n (E_{i,y} \times GWP_i), \quad (2)$$

где,

$E_{CO_2e,y}$  – выбросы парниковых газов в CO<sub>2</sub>-эквиваленте за период  $y$ , т CO<sub>2</sub>-эквивалента;

$E_{i,y}$  – выбросы  $i$ -парникового газа за период  $y$ , т;

$GWP_i$  – потенциал глобального потепления (GWP – global warming potential) – коэффициент пересчета величин выбросов  $i$ -парникового газа в эквивалент диоксида углерода (на горизонте 100 лет), т CO<sub>2</sub>-эквивалента/т;

$n$  – количество видов выбрасываемых парниковых газов;

$i$  – CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O, CHF<sub>3</sub>, CF<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>F<sub>6</sub>, SF<sub>6</sub>.

Значения коэффициентов пересчета величин выбросов  $i$ -парникового газа в эквивалент диоксида углерода (на горизонте 100 лет) ( $GWP_i$ ) используются согласно перечню парниковых газов, в отношении которых осуществляется государственный учет выбросов парниковых газов и ведение кадастра парниковых газов, утвержденному распоряжением Правительства Российской Федерации от 22.10.2021 № 2979-р (Собрание законодательства Российской Федерации, 2021, № 44, ст. 7456).

## МЕТОДИКА КОЛИЧЕСТВЕННОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЕМА ПОГЛОЩЕНИЙ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ

1. Методика устанавливает порядок расчета объема поглощений парниковых газов:

- землями лесного фонда (в части лесных земель);
- землями, переведенными в земли лесного фонда (в части лесных земель);
- землями сельскохозяйственного назначения (в части сельскохозяйственных угодий) (далее – сельскохозяйственные угодья);
- землями, переведенными в сельскохозяйственные угодья;
- землями водного фонда (в части водно-болотных угодий) (далее – водно-болотные угодья);
- землями, переведенными в водно-болотные угодья;
- землями населенных пунктов;
- землями, переведенными в земли населенных пунктов, земли особо охраняемых территорий и объектов и земли промышленности, энергетики, транспорта, связи, радиовещания, телевидения, информатики, земли для обеспечения космической деятельности, земли обороны, безопасности и земли иного специального назначения (далее – земли специального назначения).

1.1 Количественное определение объема поглощений парниковых газов, осуществляется в соответствии с Приложением к настоящей Методике.

1.2. В настоящей Методике объем поглощения парниковых газов рассматривается как баланс между объемом выбросов парниковых газов из источников и объемом их поглощения, происходящими в окружающей среде в результате природных и антропогенных процессов.

2. При определении объема поглощения парниковых газов, полученного в результате реализации проектов, направленных на лесовосстановление, лесоразведение и рекультивацию земель, объемы выбросов  $\text{CO}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{N}_2\text{O}$ , полученных в результате сжигания ископаемого топлива при реализации проекта (транспорт, оборудование, машины), сжигании органического вещества при пожарах на территории реализации проекта, а также при осушении земель на территории реализации проекта, вычитаются из полученных в результате реализации проекта объема поглощения.

Учет пулов углерода в проектах, направленных на лесовосстановление, лесоразведение и рекультивацию земель, указан в таблице 1.

Таблица 1. Учет пулов углерода в проектах, направленных на лесовосстановление, лесоразведение и рекультивацию земель.

Углеродный пул	Учет в проекте
Надземная древесная биомасса	Подлежит учету

Подземная древесная биомасса	При консервативных оценках исключается, однако исключение этого пула занижает оценку поглощения CO <sub>2</sub> деревьями
Недревесная биомасса (травяно-кустарничковый и мохово-лишайниковый ярусы)	При консервативной оценки этот пул не учитывается в связи с небольшим вкладом в поглощение CO <sub>2</sub>
Мертвая древесина	Включается
Заготовленная древесина	Подлежит учету
Подстилка	Пул вносит небольшой вклад и при консервативных оценках учитывается
Органическое вещество почв	При консервативных оценках не учитывается, однако исключение этого пула занижает поглощение CO <sub>2</sub> при создании насаждений на нелесных землях

### КАТЕГОРИИ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ И ПАРНИКОВЫЕ ГАЗЫ

N	Категория источников выбросов парниковых газов	Парниковый газ
1	<p>Стационарное сжигание газообразного, жидкого и твердого топлива.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- газ горючий природный (естественный);</li> <li>- газ сжиженный:</li> <li>- пропан и бутан сжиженные, газы углеводородные и их смеси сжиженные;</li> <li>- газ попутный нефтяной (нефтяные месторождения);</li> <li>- газ попутный нефтяной (газоконденсатные месторождения);</li> <li>- газ попутный нефтяной (газовые месторождения);</li> <li>- газ горючий искусственный доменный;</li> <li>- кокс металлургический;</li> <li>- кокс нефтяной и сланцевый;</li> <li>- мазут (мазут топочный);</li> <li>- уголь, за исключением бурого;</li> <li>- уголь бурый;</li> <li>- торф топливный, брикеты и полубрикеты торфяные;</li> <li>- дизельное топливо.</li> </ul>	CO <sub>2</sub>
2	<p>Сжигание на факельных установках.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- природный газ;</li> <li>- попутный нефтяной газ.</li> </ul>	CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub>
3	<p>Проведение технологических операций, осуществляемых при разведке, добыче, переработке, подготовке, транспортировке, хранении нефти и газа.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- добыча нефти и газового конденсата;</li> <li>- транспортировка нефти по магистральным трубопроводам;</li> <li>- нефтепереработка;</li> <li>- добыча природного газа;</li> <li>- транспортировка природного газа;</li> <li>- подготовка природного газа;</li> <li>- хранение природного газа;</li> <li>- газораспределение.</li> </ul>	CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub>
4	<p>Проведение технологических операций, осуществляемых при добыче, обработке, транспортировке и хранении угля.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- добыча угля подземным способом (высокая</li> </ul>	CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub>



	газоносность шахт); - добыча угля подземным способом; - последующие операции при добыче угля подземным способом.	
5	Черная металлургия. - производство кокса; - производство агломерата; - производство железорудных окатышей; - производство железа прямого восстановления; - производство чугуна; - производство кислородно-конвертерной и мартеновской стали; - производство электростали.	CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub>
5.1	Производство ферросплавов. - феррохром; - металлический кремний; - ферросилиций; - ферромарганец; - ферромolibден; - ферроникель; - ферротитан; - ферровольфрам; - феррованадий; - другие виды ферросплавов.	CO <sub>2</sub>
6	Цветная металлургия. - производство свинца первичного; - производство цинка; - производство других металлов.	CO <sub>2</sub> , C <sub>2</sub> F <sub>6</sub> , CF <sub>4</sub>
7	Производство минеральных материалов. - производство цемента; - производство извести; - производство всех видов стекла; - производство керамических изделий.	CO <sub>2</sub>
8	Химическая промышленность. - производство аммиака; - производство азотной кислоты; - производство капролактама; - производство глиоксаля; - производство карбида кальция; - производство карбида кремния; - производство диоксида титана; - производство кальцинированной соды; - производство водорода; - производство хлордиформетана (ГХФУ-22); - производство гексафторида серы (SF <sub>6</sub> ); - производство других фторсодержащих соединений.	SF <sub>6</sub> , CHF <sub>3</sub> , CO <sub>2</sub> , N <sub>2</sub> O
9	Нефтехимическое производство и производство сажи.	CH <sub>4</sub> , CO <sub>2</sub> ,

	<ul style="list-style-type: none"> <li>- производство метанола;</li> <li>- производство этилена;</li> <li>- производство этилендихлорида и хлористого винила;</li> <li>- производство акрилонитрила;</li> <li>- производство сажи (углерод технический).</li> </ul>	
10	<p>Сжигание топлива в транспорте.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- авиационный бензин;</li> <li>- топливо для реактивных двигателей;</li> <li>- дизельное топливо (железнодорожный транспорт);</li> <li>- бензин (А70 (АИ-80), АИ-92, АИ-93, АИ-95, АИ-98) в автотранспорте;</li> <li>- дизельное топливо (летнее, зимнее, арктическое) в автотранспорте;</li> <li>- сжиженный нефтяной газ (пропан, изобутан, н-бутан);</li> <li>- газ сжиженный (морской и внутренний водный транспорт);</li> <li>- мазутное топливо (мазут флотский);</li> <li>- дизельное топливо (морской и внутренний водный транспорт);</li> <li>- компримированный природный газ.</li> </ul>	CO <sub>2</sub>
11	<p>Обработка, сжигание и захоронение твердых отходов.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- компостирование (за исключением отходов животноводства (навоз и помет));</li> <li>- анаэробное сбраживание (за исключением отходов животноводства (навоз и помет));</li> <li>- сжигание твердых коммунальных отходов (небиологическая фракция);</li> <li>- захоронение отходов;</li> <li>- сжигание нефтесодержащих отходов.</li> </ul>	CO <sub>2</sub> , N <sub>2</sub> O, CH <sub>4</sub>
12	<p>Целлюлозно-бумажное производство.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- древесно-подготовительное производство;</li> <li>- производство сульфатной целлюлозы;</li> <li>- производство сульфитной целлюлозы;</li> <li>- производство механических видов древесной массы;</li> <li>- производство бумаги, в том числе с использованием регенерированного волокна из макулатуры;</li> <li>- производство картона, в том числе с использованием регенерированного волокна из макулатуры;</li> <li>- производственные процессы вспомогательных производств (приготовление химикатов для отбели, регенерация известкового шлама, очистка сточных вод, захоронение отходов).</li> </ul>	CO <sub>2</sub> , N <sub>2</sub> O, CH <sub>4</sub>

## МЕТОДЫ РАСЧЕТА КОЛИЧЕСТВЕННОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЕМА ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ ПО КАТЕГОРИЯМ ИСТОЧНИКОВ

### 1. Стационарное сжигание топлива

1.1. Данная категория источников выбросов парниковых газов включает выбросы CO<sub>2</sub> в атмосферу, возникающие в результате сжигания всех видов ископаемого газообразного, жидкого и твердого топлива в котельных агрегатах, турбинах, печах, инсинераторах и других теплотехнических агрегатах, осуществляемого с целью выработки тепловой и (или) электрической энергии для собственных нужд организаций или отпуска потребителям, а также для осуществления иных технологических операций.

В случае, если разделить расход топлива между источниками данной категории и источниками категории «Черная металлургия» невозможно, выбросы от топлива допустимо полностью отнести в одну из этих двух категорий.

1.2. Данная категория источников выбросов не включает выбросы парниковых газов от стационарного сжигания топлива в факельных установках, от сжигания биогаза, биомассы и продуктов ее переработки, утечек, связанных с распределением топлива, выбросы при аварийных и чрезвычайных ситуациях.

1.3. Выбросы CH<sub>4</sub> и N<sub>2</sub>O, потенциально возникающие при стационарном сжигании топлива, не учитываются.

1.4. Количественное определение выбросов CO<sub>2</sub> от стационарного сжигания топлива выполняется расчетным методом по отдельным источникам, группам источников или организации в целом по формуле (1.1):

$$E_{CO_2,y} = \sum_{j=1}^n (FC_{j,y} \times EF_{CO_2,j,y} \times OF_{j,y}), \quad (1.1)$$

где:

$E_{CO_2,y}$  – выбросы CO<sub>2</sub> от стационарного сжигания топлива за период  $y$ , т CO<sub>2</sub>;

$FC_{j,y}$  – расход топлива  $j$  за период  $y$ , тыс. м<sup>3</sup>, т, т у.т. или ТДж;

$EF_{CO_2,j,y}$  – коэффициент выбросов CO<sub>2</sub> от сжигания топлива  $j$  за период  $y$ , т CO<sub>2</sub>/ед.;

$OF_{j,y}$  – коэффициент окисления топлива  $j$ , доля;

$j$  – вид топлива, используемого для сжигания;

$n$  – количество видов топлива, используемых за период  $y$ .

1.5. Организации должны учитывать расход всех видов газообразного, жидкого и твердого топлива, как природного, так и искусственного происхождения, сжигаемого в стационарных источниках, включенных в границы количественного определения. Расход топлива, используемого для стационарного сжигания ( $FC_{j,y}$ ), определяется организациями для каждого вида топлива по отдельным источникам, группам источников или организации в целом.

Расход топлива ( $FC_{j,y}$ ) должен быть определен в единицах измерения (т, тыс. м<sup>3</sup>, т у.т. или Т Дж) соответствующих применяемому коэффициенту выбросов ( $EF_{CO_2,j,y}$ ) (тCO<sub>2</sub>/т, тCO<sub>2</sub>/тыс. м<sup>3</sup>, тCO<sub>2</sub>/т у.т. или тCO<sub>2</sub>/ТДж). Источниками данных о расходе топлива могут являться акты от поставщика, бухгалтерские отчеты за отчетный период, технические отчеты производства.

Если для расчетов выбросов используются значения коэффициентов выбросов, приведенные в таблице 1.1 настоящего приложения, расход топлива должен быть определен в энергетическом эквиваленте (т у.т. или ТДж) по формулам (1.2а, 1.2б):

$$FC_{j,y} = FC'_{j,y} \times k_{j,y}, \quad (1.2a)$$

где:

$FC_{j,y}$  – расход топлива  $j$  в энергетическом эквиваленте за период  $u, t$  у.т.;

$FC'_{j,y}$  – расход топлива  $j$  в натуральном выражении за период  $u, t$  или тыс.  $m^3$ ;

$k_{j,y}$  – коэффициент перевода в тонны условного топлива,  $t$  у.т./ $t, t$  у.т./тыс.  $m^3$ .

$$FC_{j,y} = FC'_{j,y} \times NCV_{j,y} \times 10^{-3}, \quad (1.2b)$$

где:

$FC_{j,y}$  – расход топлива  $j$  в энергетическом эквиваленте за период  $u, TДж$ ;

$FC'_{j,y}$  – расход топлива  $j$  в натуральном выражении за период  $u, t$  или тыс.  $m^3$ ;

$NCV_{j,y}$  – низшая теплота сгорания топлива  $j$  за период  $u, MДж/кг, MДж/м^3$ .

Значение низшей теплоты сгорания топлива или коэффициент перевода в тонны условного топлива ( $NCV_{j,y}$ ) принимается по фактическим данным организации или поставщика топлива за отчетный период, а в случае отсутствия или не репрезентативности таких данных, с использованием значений, приведенных в таблице 1.1 настоящего приложения.

1.6. Коэффициенты выбросов  $CO_2$  от сжигания топлива ( $EF_{CO_2,j,y}$ ) рассчитываются на основе фактических данных о компонентном составе газообразного топлива по формулам (1.3) или (1.4) и содержанию углерода в твердом и жидком топливе по формуле (1.5):

$$EF_{CO_2,j,y} = \sum_{i=1}^n (W_{i,j,y} \times n_{C,i}) \times \rho_{CO_2} \times 10^{-2}, \quad (1.3)$$

где:

$EF_{CO_2,j,y}$  – коэффициент выбросов  $CO_2$  от сжигания газообразного топлива  $j$  за период  $u, t$   $CO_2/тыс. m^3$ ;

$W_{i,j,y}$  – объемная доля (молярная доля)  $i$ -компонента газообразного топлива  $j$  за период  $u, \% об. (\% мол.)$ ;

$n_{C,i}$  – количество атомов углерода в молекуле  $i$ -компонента газообразного топлива;

$\rho_{CO_2}$  – плотность диоксида углерода ( $CO_2$ ),  $кг/м^3$  (принимается по таблице 1.2).

При проведении расчетов за год в качестве условий измерений принимается среднегодовая температура.

$$EF_{CO_2,j,y} = \sum_{i=1}^n \left( \frac{W_{i,j,y} \times n_{C,i} \times 44,011}{M_i} \right) \times \rho_{j,y} \times 10^{-2}, \quad (1.4)$$

где:

$EF_{CO_2,j,y}$  – коэффициент выбросов  $CO_2$  от сжигания газообразного топлива  $j$  за период  $u, t$   $CO_2/тыс. m^3$ ;

$W_{i,j,y}$  – массовая доля  $i$ -компонента газообразного топлива  $j$  за период  $u, \% мас.$ ;

$n_{C,i}$  – количество молей углерода на моль  $i$ -компонента газообразного топлива;

$M_i$  – молярная масса  $i$ -компонента газообразного топлива,  $г/моль$ ;

$\rho_{j,y}$  – плотность газообразного топлива  $j$  за период  $u, кг/м^3$ ;

44,011 – молярная масса  $CO_2$ .

$$EF_{CO_2,j,y} = W_{C,j,y} \times 3,664, \quad (1.5)$$

где:

$EF_{CO_2,j,y}$  – коэффициент выбросов  $CO_2$  от сжигания  $j$ -топлива за период  $y$ , т  $CO_2$ /т;

$W_{C,j,y}$  – содержание углерода в  $j$ -топливе за период  $y$ , т С/т;

3,664 – коэффициент перевода, т  $CO_2$ /т С.

Содержание углерода в топливе рассчитывается для кокса (сухого) по формуле (1.6), для других видов топлива - по формуле (1.7):

$$W_{C,кокс,y} = \left[ \frac{100 - (A_{кокс,y} + V_{кокс,y} + S_{кокс,y})}{100} \right], \quad (1.6)$$

где:

$W_{C,кокс,y}$  – содержание углерода в коксе за период  $y$ , т С/т;

$A_{кокс,y}$  – содержание золы в коксе за период  $y$ , %;

$V_{кокс,y}$  – содержание летучих в коксе за период  $y$ , %;

$S_{кокс,y}$  – содержание серы в коксе за период  $y$ , %.

$$W_{C,j,y} = \frac{EF_{CO_2,j,y}}{3,664}, \quad (1.7)$$

где:

$W_{C,j,y}$  – содержание углерода в  $j$ -топливе за период  $y$ , т С/т, т С/тыс. м<sup>3</sup>;

$EF_{CO_2,j,y}$  – коэффициент выбросов  $CO_2$  от сжигания топлива  $j$  за период  $y$ , т  $CO_2$ /т, т  $CO_2$ /тыс. м<sup>3</sup>;

3,664 – коэффициент перевода, т  $CO_2$ /т С.

При отсутствии репрезентативных фактических данных по компонентному химическому составу газообразного топлива и содержанию углерода в твердом и жидком топливе за отчетный период используются значения коэффициентов выбросов и содержания углерода для соответствующих видов топлива, представленные в таблице 1.1 настоящего приложения.

Организации должны использовать коэффициенты выбросов для рядовых углей соответствующих месторождений, а при отсутствии необходимых данных о месторождениях потребляемых углей или отсутствии необходимых данных по месторождениям в таблице 1.1 настоящего приложения, использовать значения для соответствующих видов углей (каменный уголь, бурый уголь, антрацит).

При отсутствии необходимых данных о содержании углерода в настоящей Методике, в соответствии с пунктом 9 настоящей Методики, допускается использование справочных данных из других источников информации с обязательной ссылкой на источник информации.

1.7. Коэффициент окисления топлива ( $OF_{j,y}$ ) принимается для всех видов газообразного и жидкого топлива по умолчанию равным 1,0 (соответствует 100% окислению топлива) независимо от применяемых процессов стационарного сжигания топлива, кроме сжигания углеводородных газов в факелах.

Коэффициент окисления твердого топлива ( $OF_{j,y}$ ) принимается:

на основании среднегодовых фактических данных о величине механического недожога;

в соответствии с паспортными или гарантийными данными завода-изготовителя или поставщика котла;

по умолчанию равным 1,0 при отсутствии фактических данных о потерях тепла вследствие механической неполноты сгорания твердого топлива и о содержании углерода в твердых продуктах сгорания топлива (шлаке и золе).

При наличии фактических данных о потерях тепла вследствие механической неполноты сгорания твердого топлива, установленной на основе инструментальных измерений содержания

горючих в продуктах сгорания топлива (шлак и зола), расчет коэффициента окисления ( $OF_{j,y}$ ) выполняется по формуле (1.8):

$$OF_{j,y} = \frac{(100 - q_4)}{100}, \quad (1.8)$$

где:

$OF_{j,y}$  – коэффициент окисления твердого топлива  $j$ , доля;

$q_4$  – потери тепла вследствие механической неполноты сгорания топлива, %.

При наличии фактических данных о содержании углерода в твердых продуктах сгорания топлива (шлаке и золе) коэффициент окисления для твердого топлива рассчитывается по формуле (1.9):

$$OF_{j,y} = 1 - \frac{CC_{A,y}}{CC_{F,y}}, \quad (1.9)$$

где:

$OF_{j,y}$  – коэффициент окисления твердого топлива  $j$ , доля;

$CC_{A,y}$  – содержание углерода в золе и шлаке, образованными за период  $y$ , т;

$CC_{F,y}$  – содержание углерода в твердом топливе, израсходованном за период  $y$ , т.

1.8. Выбросы от стационарного сжигания промышленных газов (доменного, конвертерного, коксового, сухого газа, нефтеперерабатывающих предприятий) должны учитываться в рамках категории «стационарного сжигание топлива» в том случае, если они сжигаются в филиале или обособленном подразделении, отдельном от предприятия, на котором производятся эти газы. В случае, если эти газы сжигаются на внутреннем объекте промышленного предприятия, на котором производятся эти газы, то соответствующие выбросы должны учитываться в рамках категорий, к которым относится основной технологический процесс, на котором производятся эти газы.

Содержание углерода в коксующихся углях определяется по формуле (1.10):

$$W_{C, \text{кокс. уголь}, y} = (100 - A_{\text{кокс. уголь}, y} - 0,47 * V_{\text{кокс. уголь}, y}) / 100, \quad (1.10)$$

где:

$W_{C, \text{кокс. уголь}, y}$  – содержание углерода в коксующихся углях за период  $y$ , т С/т;

$A_{\text{кокс. уголь}, y}$  – содержание золы в коксующихся углях за период  $y$ , %;

$V_{\text{кокс. уголь}, y}$  – содержание летучих в коксующихся углях за период  $y$ , %.

Таблица 1.1 Коэффициенты перевода расхода топлива в энергетические единицы, коэффициенты выбросов  $CO_2$  и содержание углерода по видам топлива

Виды топлива	Коэффициенты перевода в тонны условного топлива и энергетические единицы ( $NCV_{j,y}$ )			Коэффициенты выбросов ( $EF_{CO_2, j,y}$ )		Содержание углерода ( $W_{C, j,y}$ )	
	Единица измерения	т у.т./т (тыс. м <sup>3</sup> )	ТДж/тыс. т (млн м <sup>3</sup> )	т $CO_2$ /т у.т.	т $CO_2$ /ТДж	т С/т у.т.	т С/ТДж
Жидкие топлива (нефть и продукты переработки нефти)							
Нефть, включая	тонна	1,430	41,9	2,15	73,3	0,59	20,0

промысловый газоконденсат							
Природный газовый конденсат	тонна	1,508	44,2	1,88	64,2	0,51	17,5
Газ попутный нефтяной (нефтяные месторождения)	тыс. м <sup>3</sup>	1,154	33,8	1,77	60,4	0,48	16,5
Газ попутный нефтяной (газоконденсатные месторождения)	тыс. м <sup>3</sup>	1,154	33,8	1,64	55,9	0,45	15,3
Газ попутный нефтяной (газовые месторождения)	тыс. м <sup>3</sup>	1,154	33,8	1,62	55,2	0,44	15,1
Бензин автомобильный	тонна	1,490	43,7	2,03	69,3	0,55	18,9
Бензин авиационный	тонна	1,490	43,7	2,05	70,0	0,56	19,1
Авиационный керосин	тонна	1,470	43,1	2,10	71,5	0,57	19,5
Керосин	тонна	1,470	43,1	2,11	71,9	0,58	19,6
Топливо дизельное	тонна	1,450	42,5	2,17	74,1	0,59	20,2
Мазут топочный	тонна	1,370	40,2	2,27	77,4	0,62	21,1
Мазут флотский	тонна	1,430	41,9	2,27	77,4	0,62	21,1
Топливо печное бытовое	тонна	1,450	42,5	2,27	77,4	0,62	21,1
Газ сжиженный нефтяной	тонна	1,570	46,0	1,85	63,1	0,50	17,2
Другие моторные топлива	тонна	1,470	43,1	2,11	71,9	0,58	19,6
Нефтебитум	тонна	1,350	39,6	2,37	80,7	0,65	22,0
Этан	тонна	1,583	46,4	1,81	61,6	0,49	16,8
Пропан	тонна	1,570	46,0	1,87	63,8	0,51	17,4
Бутан	тонна	1,570	46,0	1,82	62,0	0,50	16,9
Пропан и бутан сжиженные, газы углеводородные и их смеси сжиженные	тонна	1,570	46,0	1,85	63,2	0,51	17,3
Лигроин	тонна	1,536	45,0	2,15	73,3	0,59	20,0
Смазочные материалы	тонна	1,372	40,2	2,15	73,3	0,59	20,0
Газ нефтеперерабатывающих предприятий сухой	тонна	1,500	44,0	1,30	44,4	0,35	12,1

Кокс нефтяной и сланцевый	тонна	1,080	31,7	2,86	97,5	0,78	26,6
Другие нефтепродукты	тонна	1,430	41,9	2,15	73,3	0,59	20,0
Твердые топлива (уголь и продукты переработки угля)							
Рядовой уголь месторождений:							
уголь донецкий	тонна	0,876	25,7	2,65	90,2	0,72	24,6
уголь кузнецкий	тонна	0,867	25,4	2,69	91,9	0,73	25,1
уголь карагандинский	тонна	0,726	21,3	2,76	94,2	0,75	25,7
уголь подмосковный	тонна	0,335	9,82	2,79	95,0	0,76	25,9
уголь воркутинский	тонна	0,822	24,1	2,71	92,6	0,74	25,3
уголь интинский	тонна	0,649	19,0	2,73	93,1	0,75	25,4
уголь челябинский	тонна	0,552	16,2	2,78	94,9	0,76	25,9
уголь свердловский	тонна	0,330	9,67	2,76	94,2	0,75	25,7
уголь башкирский	тонна	0,264	7,74	2,76	94,2	0,75	25,7
уголь нерюнгринский	тонна	0,987	28,9	2,76	94,2	0,75	25,7
уголь якутский	тонна	0,751	22,0	2,76	94,2	0,75	25,7
уголь черемховский	тонна	0,752	22,0	2,75	94,0	0,75	25,7
уголь азейский	тонна	0,483	14,2	2,75	93,9	0,75	25,6
уголь читинский	тонна	0,483	14,2	2,90	98,9	0,79	27,0
уголь гусиноозерский	тонна	0,506	14,8	2,78	94,9	0,76	25,9
уголь хакасский	тонна	0,727	21,3	2,77	94,4	0,76	25,8
уголь канско-ачинский	тонна	0,516	15,1	2,87	98,1	0,78	26,8
уголь тувинский	тонна	0,906	26,6	2,76	94,2	0,75	25,7
уголь тунгусский	тонна	0,754	22,1	2,76	94,2	0,75	25,7
уголь магаданский	тонна	0,701	20,5	2,73	93,1	0,75	25,4
уголь арктический (шпицбергенский)	тонна	0,669	19,6	2,76	94,2	0,75	25,7
уголь норильский	тонна	0,761	22,3	2,76	94,2	0,75	25,7
уголь огоджинский	тонна	0,447	13,1	2,76	94,2	0,75	25,7
уголь камчатский	тонна	0,323	9,47	2,73	93,1	0,75	25,4



уголь Приморья	тонна	0,506	14,8	2,73	93,1	0,75	25,4
уголь экибастузский	тонна	0,628	18,4	2,77	94,6	0,76	25,8
уголь алтайский	тонна	0,782	22,9	2,76	94,2	0,75	25,7
уголь тугнуйский	тонна	0,692	20,3	2,76	94,2	0,75	25,7
уголь прочих месторождений	тонна	0,768	22,5	2,76	94,2	0,75	25,7
уголь импортный	тонна	0,768	22,5	2,76	94,2	0,75	25,7
Антрацит	тонна	0,911	26,7	2,88	98,3	0,79	26,8
Коксующийся уголь	тонна	0,962	28,2	2,77	94,6	0,76	25,8
Каменный уголь	тонна	0,768	22,5	2,77	94,6	0,76	25,8
Бурый уголь	тонна	0,467	13,7	2,96	101,0	0,81	27,6
Сланцы горючие	тонна	0,300	8,79	3,14	107,0	0,86	29,2
Брикеты угольные	тонна	0,605	17,7	2,86	97,5	0,78	26,6
Кокс металлургический	тонна	0,990	29,0	3,14	107,0	0,86	29,2
Смола каменноугольная коксохимических заводов	тонна	1,300	38,1	2,37	80,7	0,65	22,0
Газы искусственные горючие							
Газ горючий искусственный коксовый	тыс. м <sup>3</sup>	0,570	16,7	1,30	44,4	0,35	12,1
Газ горючий искусственный доменный	тыс. м <sup>3</sup>	0,143	4,19	7,62	260,0	2,08	71,0
Газ горючий искусственный конвертерный	тыс. м <sup>3</sup>	0,240	7,06	5,33	182	0,35	49,6
Природный газ							
Газ горючий природный (естественный)	тыс. м <sup>3</sup>	1,129	33,08	1,59	54,4	0,43	14,8
Газ компримированный	тыс. м <sup>3</sup>	1,129	33,08	1,59	54,4	0,43	14,8
Газ сжиженный	тонна	1,570	46,0	1,65	56,4	0,45	15,4
Торф							
Торф топливный	тонна	0,340	10,0	3,11	106,0	0,85	28,9
Брикеты и полубрикеты торфяные	тонна	0,600	17,6	3,11	106,0	0,85	28,9