

Утверждаю  
Министр охраны  
окружающей среды  
Республики Казахстан  
От 05 «ноября» 2010 г. № 280-ө

Система нормативных документов по охране окружающей среды  
Руководящий нормативный документ

## **МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ**

**ПО РАСЧЕТУ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ  
ОТ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И КОТЕЛЬНЫХ**

*Исполнитель: РГП «КазНИИЭК» МОС РК  
Заказчик: Министерство охраны окружающей  
среды Республики Казахстан*

Астана 2010

## СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие положения
2. Цель и задачи
3. Порядок расчетов
  - 3.1. Теоретические основы
  - 3.2. Расчет выбросов CO<sub>2</sub>
  - 3.3 Расчет выбросов других парниковых газов
4. Пример расчета
5. Оценка неопределенностей
6. Отчетность и документация
7. Список использованных источников

## 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Выбросы парниковых газов (ПГ) предприятиями энергетики являются определяющими в национальном кадастре выбросов любой страны. Для Казахстана эти выбросы тоже составляют основную долю выбросов ПГ среди всех сфер хозяйственной деятельности. Естественно поэтому, что учет выбросов ПГ предприятиями энергетики должен быть особенно тщательным, а неопределенность в оценках минимальной.

Данные методические указания предназначены для оценки выбросов ПГ только тепловыми электростанциями и котельными, т.е. предприятиями, для которых выработка электроэнергии или тепла, а также электроэнергии и тепла одновременно является основной целью. Методические указания предназначены для расчета выбросов ПГ на всех тепловых электростанциях и котельных независимо от формы собственности. В то же время все другие предприятия, в которых тоже сжигается топливо, но для которых выработка электроэнергии и тепла не является основным выходным продуктом, данными методическими указаниями не охватываются.

В зависимости от полноты информации возможна оценка (расчет) выбросов ПГ на трех уровнях. Чем больше информации о применяемой технологии сжигания топлива, тем выше может быть уровень оценки. Так, если известны только данные о количестве сожженного топлива за год, то расчеты возможны только на уровне 1. При этом еще необходимо будет пользоваться коэффициентами выбросов ПГ на единицу сожженного топлива, полученными для Европы и США, т.н. коэффициентами выбросов «по умолчанию».

Если же имеются национальные данные об удельных коэффициентах выбросов для данных источников выбросов и типа топлива и, кроме того, известно содержание углерода в используемых видах топлива, то расчеты возможно выполнить на уровне 2. В этом случае коэффициенты выбросов ПГ «по умолчанию» для уровня 1 заменяются на конкретные, полученные для данной страны коэффициенты выбросов. Такие коэффициенты могут быть рассчитаны на основе конкретных данных для страны о содержании углерода, состоянии технологии сжигания, оставшегося в золе углерода, которые тоже могут меняться со временем. Эффективная практика заключается в том, чтобы удельные коэффициенты выбросов для страны сравнивались с коэффициентами «по умолчанию». Различие должно быть небольшим, около 5%. Однако такое сравнение выполняют соответствующие НИИ страны. Задача предприятия – воспользоваться национальными коэффициентами, если они есть.

Уровень 3, наиболее предпочтительный, как дающий минимальные погрешности, возможно использовать, если имеются следующие данные:

- информация о качестве используемого топлива;
- технология сжигания;
- условия эксплуатации;
- технологии контроля за процессами сжигания;
- качество технического обслуживания;
- возраст оборудования, используемого для сжигания топлива.

В приложении к урону 3 все это учитывается путем разбивки всей процедуры потребления топлива на однообразные по режиму работы и типу топлива участки и использования для каждого из них своих удельных коэффициентов выбросов. Особенно это важно при оценке выбросов  $CH_4$  и  $N_2O$ . Коэффициенты выбросов двуокиси углерода ( $CO_2$ ) зависят от перечисленных выше факторов в меньшей степени, поскольку выбросы  $CO_2$  почти не зависят от технологии сжигания. Соответственно и использование уровня 3 для его расчетов не требуется.

Непрерывный мониторинг технологии сжигания необходим для точной оценки выбросов  $CH_4$  и  $N_2O$ . Особенно он оправдан при сжигании твердого топлива или, если топливо отличается заметным разнообразием своих характеристик.

Из зарубежных источников известно, что в некоторых случаях для производства энергии или тепла используется биомасса. Расчет выбросов ПГ от сжигания биотоплива данные методические указания не предусматривают из-за их малого использования, а также имеющей место специфики учета выбросов от биотоплива.

На некоторых тепловых станциях и котельных дальнего зарубежья применяются системы улавливания диоксида углерода. Учитывая факт, что в Казахстане возможности такого улавливания пока не реализованы, в методических указаниях такой вариант сжигания пока не рассматривается.

## 2. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ

Настоящий нормативный документ, называемый также Методическими указаниями, предназначен для использования на тепловых электростанциях и котельных для самостоятельного расчета выбросов парниковых газов по итогам работы за календарный год.

Целью данного нормативного документа является разработка научно-обоснованного и близкого по структуре к Международным и Европейским подходам метода оценки объемов выбросов парниковых газов от тепловых электростанций и котельных, который был бы приемлем для условий Республики Казахстан.

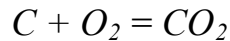
Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- изучена научная информация ближнего и дальнего зарубежья о современных коэффициентах выбросов ПГ в зависимости от вида топлива, технологии и режима сжигания;
- изучена структура энергетических предприятий Казахстана, существующие технологии и доступные данные;
- разработана методика учета (расчетов) выбросов ПГ предприятиям Казахстана;
- подготовлен образец расчетов выбросов ПГ энергопредприятиям, следуя которому возможно выполнить расчеты для реального предприятия.

### 3. ПОРЯДОК РАСЧЕТОВ.

#### 3.1. Теоретические основы.

Расчеты выбросов углекислого газа ( $CO_2$ ) лучше всего поддаются контролю, поскольку они базируются на уравнении окисления углерода:



или в молярных массах:

$$12 + 2 \times 16 = 12 + 16 \times 2 = 44$$

Следовательно, на 12 молярных масс углерода приходится 44 массы двуокиси углерода. Соответственно, на одну молярную массу углерода приходится  $\frac{44}{12}$  массы двуокиси углерода, т.е. на каждую сожженную тонну углерода выбрасывается  $\frac{44}{12}$  или  $\approx 3,67$  т двуокиси углерода.

Теория легко реализуется применительно к сжиганию угля, который после отделения всевозможных примесей представляет чистый углерод. Правда, твердое топливо не всегда сгорает на 100 %, однако в последнем Руководстве рекомендуют вести расчеты выбросов, исходя именно из такого условия, чему мы тоже следуем.

Несколько сложнее рассчитать выбросы других парниковых газов  $CH_4$  и  $N_2O$ . Удельное количество выбросов каждого из них определяется особенностями технологического процесса сжигания как-то: температурой сгорания и ее распределением по объему камеры, количеством подаваемого воздуха и т.д. Соответственно, неопределенности вычислений больше. В то же время технологические процессы тепловых станций и крупных котельных характеризуются высокими стабильностью и контролем за ними, что способствует удержанию уровня неопределенности в приемлемых пределах.

Независимо от вида топлива схема подхода к оценке выбросов ПГ (схема принятия решений) одна и та же, рис 1.

В любом случае необходимо знать количество сожженного топлива за год или видов топлив.

Если имеются только эти данные, то согласно схеме рис.1. для расчета выбросов ПГ от каждого из используемых топлив (уголь, мазут, и т.д.) приходится воспользоваться удельными коэффициентами выбросов ПГ «по умолчанию». Эти коэффициенты приведены в таблице 1. Удельные коэффициенты выбросов  $CH_4$  и  $N_2O$  приведены в таблице 2.

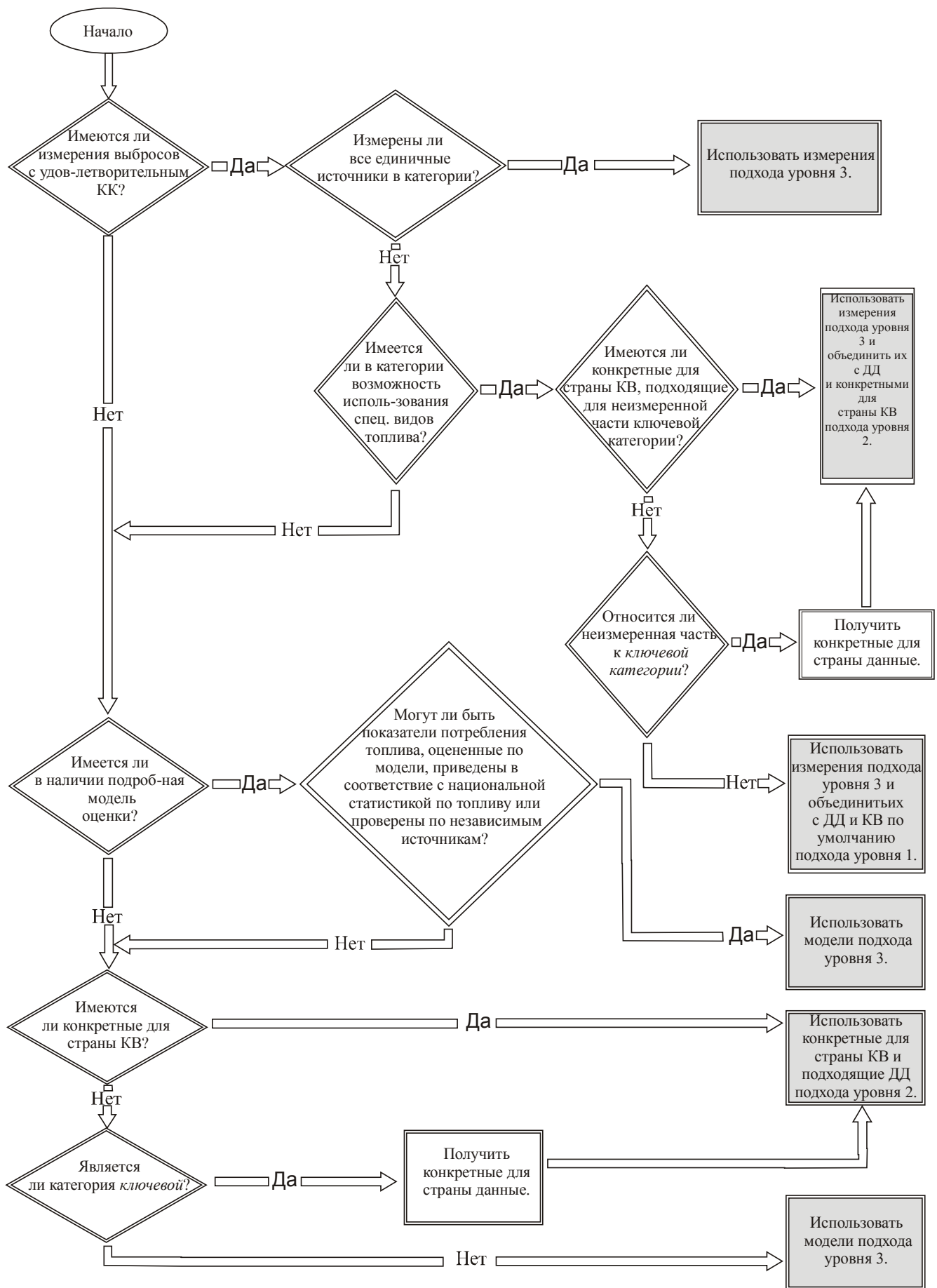


Рис.1. Схема принятия решений для оценки выбросов ПГ от работы предприятиями энергетики.

Таблица 1 Категории топлива МГЭИК и соответствующие им используемые виды топлива

Категории топлива МГЭИК	Категории топлива, используемые статистикой Казахстана	Теплотворная способность, Q <sub>H</sub> , ТДж/тыст	Коэффициент эмиссии углерода, тС/ТДж
Сырая нефть	Сырая нефть	40,12 <sup>CS</sup>	20,31 <sup>CS</sup>
	Газовый конденсат		
	Бензин авиационный		
Бензин	Бензин автомобильный	44,21 <sup>CS</sup>	19,13 <sup>CS</sup>
	Реактивное топливо типа бензина		
Керосин авиационный	Реактивное топливо типа керосина	43,32 <sup>CS</sup>	19,78 <sup>CS</sup>
Прочий керосин	Керосин осветительный и прочий	44,75	19,6
	Дизельное топливо	43,02 <sup>CS</sup>	19,98 <sup>CS</sup>
Газойли/дизельное топливо	Топливо печное бытовое	42,54 <sup>CS</sup>	20,29 <sup>CS</sup>
	Топливо для тихоходных дизелей (моторное)	42,34 <sup>CS</sup>	20,22 <sup>CS</sup>
Топочный мазут	Топливо нефтяное (мазут)	41,15 <sup>CS</sup>	20,84 <sup>CS</sup>
	Мазут флотский		
Сжиженный нефтяной газ	Пропан и бутан сжиженные	47,31 <sup>D</sup>	17,2 <sup>D</sup>
	Углеводородные сжиженные газы		
Нефтебитум	Битум нефтяной и сланцевый	40,19 <sup>D</sup>	22 <sup>D</sup>
Смазочные материалы	Отработанные масла (прочие масла)	40,19 <sup>D</sup>	20 <sup>D</sup>
Нефтяной кокс	Кокс нефтяной и сланцевый	31,0 <sup>D</sup>	27,5 <sup>D</sup>
Прочие виды топлива	Прочие виды топлива	29,309 <sup>D</sup>	20 <sup>D</sup>
Коксующийся уголь	Коксующийся уголь карагандинского бассейна	24,01 <sup>CS</sup>	24,89 <sup>CS</sup>
Полубитуминозный уголь	Уголь каменный	17,62 <sup>PS</sup>	25,58 <sup>PS</sup>
Лигнит	Лигнит (бурый уголь)	15,73 <sup>PS</sup>	25,15 <sup>PS</sup>
Кокс	Кокс и полукокс из каменного угля	25,12 <sup>D</sup>	29,5 <sup>D</sup>
Коксовый газ	Коксовый газ	16,73 <sup>PS</sup>	13 <sup>D</sup>
Доменный газ	Доменный газ	4,19 <sup>PS</sup>	66 <sup>D</sup>
Газ природный	Газ природный	34,78 <sup>CS</sup>	15,04 <sup>CS</sup>
Твердая биомасса	Дрова для отопления	10,22 <sup>CS</sup>	29,48 <sup>CS</sup>

Примечание: D — значения из Руководства МГЭИК (IPCC default);  
CS - национальные данные (country specific);  
PS - данные предприятия (plant specific).

Таблица 2 Коэффициенты выбросов из промышленных источников

Основная технология	Конфигурация	Коэффициенты <sup>1</sup> выбросов (кг/ТДж подводимой энергии)	
		CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O
<b>Жидкие виды топлива</b>			
Котлы на топочном мазуте		3	0,3
Котлы на газойле/ дизельном		0,2	0,4
Большие стационарные дизельные двигатели >600л.с. (447кВт)		r 4	NA
Котлы на сжиженном нефтяном		n 0,9	n 4
<b>Твердые виды топлива</b>			
Другие битумные/полубит. котлы с механической загрузкой сверху		1	r 0,7
Другие битумные/полубит. котлы с механической загрузкой снизу		14	r 0 7
	Сухое дно, пристенное сжигание	0,7	r 0,5
Другие битумные/полубитумные котлы на распыленном топливе	Сухое дно, тангенциальное сжигание	0,7	r 1,4
	Мокрое дно	0,9	r 1,4
Другие битумные котлы с мех. загрузкой и распределением		1	r 0 7
Другие битумные/полубит. топки с псевдооживленным слоем	Циркулирующий слой	1	r 61
	Кипящий слой	1	r 61
<b>Природный газ</b>			
Котлы		r 1	n 1
Газовые турбины <sup>2</sup> > 3 МВт		4	1
	2-тактные, обедненная	r 693	NA
Поршневые двигатели на природном газе <sup>3</sup>	4-тактные, обедненная	r 597	NA
	4-тактные, обогащенная смесь	r 110	NA
<b>Биомасса</b>			
Котлы на древесине/древесных отходах <sup>4</sup>		n 11	n 7

<sup>1</sup> Источник: US EPA, 2005b если не указано иное. Значения первоначально базировались на высшей теплотворной способности; они были переведены в низшую теплотворную способность, предполагая, значения НТС на 5 процентов ниже ВТС для угля и нефтепродуктов, и на 10 процентов ниже для природного газа. Данные процентные поправки являются допущениями ОЭСР/МЭА по переводу величин из ВТС в НТС.

<sup>2</sup> Коэффициент был получен по установкам, работающим только на высоких нагрузках (80%).

<sup>3</sup> Большинство работающих на газе поршневых двигателей используется в газовой промышленности, в компрессорных установках трубопроводов и хранилищ, и на газоперерабатывающих заводах.

<sup>4</sup> Значения первоначально базировались на высшей теплотворной способности; они были переведены в низшую теплотворную способность, предполагая, значения НТС для сухой древесины на 20 процентов ниже ВТС (Лаборатория лесоматериалов, 2004 г.).

NA = данные отсутствуют

n указывает на новый коэффициент выбросов, который не был представлен в Руководящих указаниях

r указывает на коэффициент выбросов, который был пересмотрен после выхода Руководящих указаний МГЭИК 1996 г.



### 3.2. Расчет выбросов CO<sub>2</sub>.

В простейшем случае при расчетах на уровне 1 выбросы любого парникового газа  $M_{ПГ}$  в первую очередь CO<sub>2</sub> составит:

$$M_{\check{D}\check{A}} = \sum_1^n m \times k \times k_{\check{D}\check{A}} \times \hat{o} \quad (1)$$

где  $m_k$  – количество сожженного топлива данного типа, в тоннах;

$k$  – коэффициент для пересчета топлива из тыс.т. в терраДжоули, согласно таблице 1;

$k_{ПГ}$  – удельный коэффициент выбросов данного парникового взятый из табл.1 «по умолчанию» (кг/1Тдж). Для CO<sub>2</sub> он равен содержанию в топливе углерода, умноженному на  $\frac{44}{12}$ . В таблице 1 даны величины удельных коэффициентов уже умноженные на эту величину;

$\Phi$  – фракция окисления, в настоящее время принимается, что  $\Phi=1$ . Данный коэффициент нужен для лучшего согласования с теорией и понимания физической сути вычислений;

$N$  – число видов топлива которые были использованы. Для каждого вида расчеты выполняются независимо, а суммы того или другого ПГ затем складываются.

Как видно из таблицы 3, в Казахстане используются и свои коэффициенты для пересчета топлива из тыс.т. в терраДжоули. Эти коэффициенты учитывают топливную способность национальных видов топлив, что должно снижать неопределенность в расчетах.

Если на тепловой станции или котельной используются угли казахстанских бассейнов и на них имеются переводные множители для перевода тыс.т. угля в терраДжоули, то эти коэффициенты следует использовать. В таблице 3 приведены характеристики казахстанских углей.

Таблица 3. Качественные характеристики казахстанских углей

Месторождения и бассейны	Средняя зольность по месторождению, %	Теплотворность, (удельная теплота сгорания)
Карагандинский бассейн	29,5	21,77
В том числе коксующиеся	24,0	23,86
Шубаркольское месторождение	21,7	19,64
Куу-чекинское месторождение	41,0	17,83
Борлинское месторождение	46,0	14,54
Экибастузский бассейн	42-44	16,04-17,00
Майкубенский бассейн	22,4	16,98
Месторождение Юбилейное «Каражыра»)	20,4	18,58

Источник: «Основные направления развития и размещения производительных сил Казахстана на период до 2015 года» под ред. А.Е.Есентугелова и Ж.А.Кулекеева. – Алматы: РГП Институт экономических исследований, 2002, 656 с

Для тех углей, которые не попали в таблицу 3, следует пользоваться данными таблицы 1.

### 3.3. Выбросы других парниковых газов.

Выбросы  $CH_4$  и  $N_2O$  рассчитываются по той же формуле 1 и в простейшем случае при расчетах на уровне 1 удельные коэффициенты выбросов  $CH_4$  и  $N_2O$  берутся из той же таблицы 1 «по умолчанию». Однако выбросы  $CH_4$  и  $N_2O$  сильно зависят от технологии сжигания топлива, поэтому желательно использовать дополнительную информацию на этот счет, чтобы выполнить расчеты на уровне 2.

Эффективная практика для этого уровня заключается в получении, а затем в использовании для конкретных технологий сжигания своих удельных коэффициентов выбросов. Такие коэффициенты разрабатываются в рамках национальных программ или в рамках региональных исследований с той же целью. К сожалению в Казахстане национальные коэффициенты выбросов  $CH_4$  и  $N_2O$  пока отсутствуют.

## 4. ПРИМЕР РАСЧЕТА.

Пусть имеется котельная, в которой за год сожжено 32000 угля Шубаркольского месторождения и 1700 т мазута. Найти выбросы парниковых газов  $CO_2$ ,  $CH_4$  и  $N_2O$ .

### Расчеты.

1. Поскольку никаких данных о режиме сжигания топлива нет кроме его количества, то расчеты придется выполнять на уровне 1.

Оценим сначала выбросы  $CO_2$  от сжигания угля, для чего на основе формулы 1 для удобства составим таблицу 4.

Таблица 4. Результаты расчетов выбросов  $CO_2$  от сжигания угля

Топливо	Количество, тонны	Коэффициент пересчета в ТДж	Количество в ТДж	Удельный коэффициент выбросов $CO_2$ т/ТДж	Выбросы $CO_2$ , т
1	2	3	4	5	6
Шубаркольский уголь	32000	19,64	628,48	96,1	60396,9

Таким образом, выбросы  $CO_2$  от сжигания угля составили 60 тысяч 396,9 тонн. В данном случае коэффициент для перевода в терраДжоули мы взяли национальный из таблицы 3, а удельный коэффициент выбросов - из таблицы 2.

2. Оценим теперь выбросы  $CO_2$  от сжигания мазута. Воспользуемся для расчетов тем же уравнением 1 и построим таблицу 5 аналогично таблице 4.

Таблица 5. Результаты расчетов выбросов  $CO_2$  от сжигания мазута

Топливо	Количество, тонны	Коэффициент пересчета в ТДж	Количество в ТДж	Удельный коэффициент выбросов $CO_2$ т/ТДж	Выбросы $CO_2$ , т
1	2	3	4	5	6
Мазут	1700	41,15	69,96	77,4	5414,9

От сжигания мазута, следовательно, имели место выбросы  $CO_2$  в количестве 5414,9 тонн.

Суммарные выбросы  $CO_2$  котельной составили:

$$60366,9 + 5414,9 = 65781,8 \text{ тонн}$$

### 3. Выбросы $CH_4$ и $N_2O$ .

#### Выбросы от сжигания угля.

Поскольку выбросы  $CH_4$  и  $N_2O$  осуществляются от того же количества топлива, что и для  $CO_2$ , то воспользуемся уже пересчитанными данными топлива из тонн в тераДжоули, взяв их из таблиц 3 и 4 соответственно.

Расчеты выполним по тому же уравнению 1, для чего составим таблицу 6.

Таблица 6. Величины выбросов  $CH_4$  и  $N_2O$  от сжигания угля

Топливо	Количество, ТДж	Удельный коэффициент выбросов $CH_4$ т/ТДж	Выбросы $CH_4$ , т	Удельный коэффициент выбросов $N_2O$ , т/ТДж	Выбросы $N_2O$ , т
1	2	3	4	5	6
Шубаркольский уголь	628,48	0,001	0,63	1,5	0,94

В данном случае удельные коэффициенты выбросов  $CH_4$  и  $N_2O$  взяты из таблицы 2 «по умолчанию».

#### Выбросы от сжигания мазута.

Наши действия аналогичны, но вид топлива - мазут.

Таблица 7. Величины выбросов  $CH_4$  и  $N_2O$  от сжигания мазута

Топливо	Количество, ТДж	Удельный коэффициент выбросов $CH_4$ т/ТДж	Выбросы $CH_4$ , т	Удельный коэффициент выбросов $N_2O$ , т/ТДж	Выбросы $N_2O$ , т
1	2	3	4	5	6
Мазут	69,96	0,003	0,21	0,0006	0,04

Суммарное количество выбросов  $CH_4$  составляет:

$$0,63 + 0,21 = 0,84 \text{ тонн,}$$

а суммарные выбросы  $N_2O$  равны:

$$0,94 + 0,04 = 0,98 \text{ тонн.}$$

Общее же или суммарные по котельной выбросы составили:

$$CO_2 - 60905,6 \text{ т.}$$

$$CH_4 - 0,84 \text{ т.}$$

$$N_2O - 0,98 \text{ т.}$$

При этом для перевода  $CH_4$  и  $N_2O$  в  $CO_2$  экв. необходимо умножить на 21 и 310 соответственно.

Все полученные данные с промежуточными результатами выбросов по каждому виду топлива (с исходными данными) должны представляться в Министерство охраны окружающей среды Республики Казахстан.

Совершенно аналогично ведутся расчеты, если котельная работает на жидком топливе.

## 5. ОЦЕНКА НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ

Оценки неопределенностей при расчетах выбросов  $CO_2$  относительно не велики, если количество сожженного топлива посчитано правильно. Именно количество сожженного топлива является источником неопределенностей. Требуется поэтому постоянный его учет, особенно, если часть топлива импортируется.

Нефтепродукты по своим характеристикам укладываются в узкий диапазон и за счет их неоднородности неопределенности в оценке выбросов  $CO_2$  невелики.

Уголь может быть источником неопределенностей большим, чем нефть или газопродукты. Содержание углерода в нем может сильно меняться.

Удельные коэффициенты выбросов  $CH_4$  и  $N_2O$  (таблица 6) являются менее определенными. Их величины, в зависимости от технологии сжигания, могут колебаться на 50 % в обе стороны от среднего. Вычислить или учесть их сложно.

В сумме неопределенности в выбросах  $CO_2$  за счет всех факторов находятся в пределах 10 %. В то же время неопределенности в выбросах  $CH_4$  и  $N_2O$  могут составить 50 % от расчетов «по умолчанию». Участие экспертов и научные исследования, сопровождающиеся замерами выбросов  $CH_4$  и  $N_2O$  при разных режимах работы котлов – путь к снижению неопределенностей.

## 6. ОТЧЕТОСТЬ И ДОКУМЕНТАЦИЯ

Желательно полное архивирование всей документации по потребляемому топливу, в т.ч. и за прошлые годы. Это облегчит контроль результатов расчетов выбросов ПГ.

В отчет следует включать:

- краткое описание источников получения топлива;

- ссылки на источники, если расчеты выполнены с отсутствием от данных

Методических указаний.

Результаты расчетов должны быть представлены в виде промежуточных таблиц, какие даны в примере, а также таблицы с суммарными результатами по предприятию на основе промежуточных.

### **Список используемых источников.**

1. FCCC/CP/1999/7. Review of the implementation of commitments and of other provisions of the Convention. UNFCCC guidelines on reporting and review. UNFCCC Conference of the Parties, Marrakech, Fifth session, Bonn, 25 October - 5 November 1999.
2. FCCC/CP/2001/20. Guidelines for national systems under Article 5, paragraph 1, of the Kyoto Protocol. UNFCCC Conference of the Parties, Seventh session, 10 November 2001.
3. Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990-1999. U.S. Environmental Protection Agency, 8 April 15, 2001, Washington , DC, USA.
4. Web-site Food and Agriculture Organization: <http://apps.fao.org>.
5. Web-site Агентства по статистике Республики Казахстан: <http://www.statbase.kz>
6. Руководство "Good Practice Guidance for Land Use, Land-Use Change and Forestry" (GPG-LULUCF 2003),
7. Пересмотренные Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов. МГЭИК, 1996: т. 1. Справочное руководство.
8. Пересмотренные Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов. МГЭИК, 1996: т. 2. Рабочая книга.
9. Пересмотренные Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов. МГЭИК, 1996: т. 3. Руководство по отчетности.