

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 В АТМОСФЕРУ  
НА ОБЪЕКТАХ ДОБЫЧИ, ТРАНСПОРТИРОВКИ  
И ХРАНЕНИЯ ГАЗА**

*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. Оценка выбросов
4. Оценка неопределенностей
5. Отчетность и документация
6. Список использованных источников

## 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Данная методика предназначена для учета только летучих парниковых газов (ПГ), обусловленных утечкой газа из систем добычи и доставки газа потребителю, а так же от сжигания газа в факелах. Газ, доставленный потребителю, или использованный самим пользователем для энергетических нужд (отопление, производство электроэнергии и пр.) учету по данной методике не подлежит.

Источниками летучих выбросов от газовых систем являются протечки оборудования, вентиляция, сжигание в факелах. Служебные высвобождения газа от поврежденных труб, при выбросах из скважин и пр.

Характер потерь в системах добычи и доставки газа и нефти много общего, по крайней мере по видам потерь. Поэтому таблицы, содержащиеся в данных Методических указаниях, кроме параметров, необходимых для оценки потерь газа, часто содержат и данные для нефти.

Это обусловлено сложившимися в МГЭИК подходами к данной проблеме и намерениями подчеркнуть именно наличие общности. При расчетах следует пользоваться только данными, относящимися к системам добычи и доставки газа.

При определении летучих выбросов из системы добычи, сбора и транспортировки газа обычно приходится пользоваться «разбивкой» ее на подсистемы и потери учитывать сначала по каждой подсистеме, объединяя затем результаты расчетов для всей системы. Такой подход повышает точность расчетов. В таблице 1 приведены основные подсистемы, которые принято выделять при расчетах.

Таблица 1.

Детальная разбивка выбросов в результате добычи и транспортировки нефти и природного газа по секторам

Код МГЭИК	Наименование сектора	Пояснение
1 В 2	Нефть и природный газ	Охватывает летучие выбросы от всех видов деятельности, связанных с нефтью и газом. Первичные источники этих выбросов могут включать летучие утечки из оборудования, потери при испарении, удалении газов, сжигании в факелах и случайном высвобождении.
1 В 2 а	Нефть	Охватывает выбросы от вентиляции, горения и других летучих источников, связанных с разведкой, производством, передачей, совершенствованием и перегонкой сырой нефти и распределением продуктов сырой нефти.
1 В 2 а i	Удаление газов	Выбросы при удалении соответствующих газов и отходящего газа/испарений на нефтяных объектах.
1 В 1 а ii	Сжигание в факелах	Выбросы при сжигании в факелах природного газа и отходящего газа/испарений на нефтяных объектах.

## Продолжение таблицы 1.

1 В 2 а iii	Все прочие	Летучие выбросы на нефтяных объектах от протечки оборудования, потерь при хранении, поломок трубопроводов, разрушении стен, наземных хранилищ, миграции газа к поверхности, к вентиляционным отверстиям, образование биогенного газа в накопителях отходов и прочие виды газов или испарений, высвобождаемые непреднамеренно, без целей сжигания в факелах и удаления.
1 В 2 а iii 1	Разведка	Летучие выбросы (исключая удаление газа и сжигание в факелах) от бурения скважин для нефти, тестирования бурильных колонн и завершения работ скважин.
1 В 2 а iii 2	Добыча и повышение качества	Летучие выбросы от добычи нефти (исключая удаление и сжигание газа в факелах) происходят из устьев нефтяных скважин, из нефтяных песков или из нефтяных сланцев во время запуска системы транспортировки нефти. Сюда входят летучие выбросы, связанные с обслуживанием скважин, нефтяных песков или нефтяных сланцев, транспортировкой неочищенных нефтепродуктов (т.е., притекающих к скважине газов и жидкостей, эмульсии, нефтяных сланцев и нефтяных песков) к очистным сооружениям для экстракции и повышения качества, системам обратного нагнетания попутного газа и системам водоотведения. Летучие выбросы от установок для обогащения группируются с выбросами от производства, что предпочтительнее, чем группировка с выбросами от перегонки, так как установки для обогащения часто интегрируются с установками экстракции и их относительный вклад в выбросы трудно установить. Однако установки для обогащения также могут быть интегрированы с установками очистки, когенерационными агрегатами или прочими промышленными объектами, и их относительные вклады в выбросы в этих случаях определить сложно.
1 В 2 а iii 3	Транспорт	Летучие выбросы (исключая удаление и сжигание газа в факелах), связаны с транспортировкой товарной сырой нефти (включая стандартную, тяжелую и синтетическую нефть и битум) для повышения качества и перегонки. Системы транспортировки могут включать трубопроводы, танкерные суда, автоцистерны и железнодорожные цистерны. Потери при испарении в процессе хранения, заполнения и выгрузки, а также летучие утечки из оборудования являются первичными источниками этих выбросов.
1 В 2 а.iii 4	Перегонка	Летучие выбросы (исключая удаление и сжигание газа в факелах) на нефтеперегонных заводах. Нефтеперегонные установки обрабатывают сырую нефть, газоконденсаты и синтетическую нефть и производят конечные продукты очистки (например, и в первую очередь, разные виды топлива и смазочные материалы). Там, где установки для очистки интегрированы с другими объектами (например, установками для обогащения или когенерационными установками) их относительные вклады в выбросы может оказаться сложно определить.

Продолжение таблицы 1.

1 В 2 а iii 5	Распределение нефтепродуктов	Сюда включаются летучие выбросы (исключая удаление и сжигание газа в факелах) от транспортировки и распределения очищенных нефтепродуктов, включая конечные станции трубопроводов и распределительные станции. Потери при испарении в процессе хранения, заполнения и выгрузки, а также летучие утечки из оборудования являются первичными источниками этих выбросов.
1 В 2 а iii 6	Прочее	Летучие выбросы от нефтяных систем (исключая удаление и сжигание газа в факелах) не учтенные в вышеприведенных категориях. Включает летучие выбросы от проливания и других случаев случайного высвобождения, установки по обработке отработанного масла и установки по удалению отходов нефтедобычи.
1 В 2 б	Природный газ	Охватывает выбросы от удаления газов, сжигания в факелах и других летучих источников, связанных с разведкой, производством, передачей, хранением и распределением природного газа (включая как попутный, так и природный газ).
1 В 2 б i	Удаление газов	Выбросы при удалении природного газа и отходящего газа/испарений на газовых объектах.
1 В 2 б ii	Сжигание в факелах	Выбросы при сжигании в факелах природного газа и отходящего газа/испарений на газовых объектах.
1 В 2 б iii	Все прочие	Летучие выбросы на газовых объектах от протечки оборудования, потерь при хранении, поломок трубопроводов, разрушении стен, наземных хранилищ, миграции газа к поверхности, к вентиляционным отверстиям, образование биогенного газа в накопителях отходов и прочие виды газов или испарений, высвобождаемые непреднамеренно, без целей сжигания в факелах или удаления.
1 В 2 б iii 1	Разведка	Летучие выбросы (исключая удаление газа и сжигание в факелах) от бурения газовых скважин, тестирования бурильных колонн и завершения работы скважин.
1 В 2 б iii 2	Добыча	Летучие выбросы (исключая удаление газа и сжигание в факелах) из газовых скважин через входные отверстия на устройствах переработки газа или, если обработка не требуется, в точках стыковки систем транспортировки газа. Включает летучие выбросы, связанные с обслуживанием скважин, сбором газа, переработкой и деятельностью по избавления от попутной воды и кислых газов.
1 В 2 б iii 3	Переработка	Летучие выбросы (исключая удаление газа и сжигание в факелах) от установок по переработке газа.

Продолжение таблицы 1.

1 В 2 b iii 4	Транспортировка и хранение	Летучие выбросы от систем, используемых для транспортировки переработанного природного газа к покупателям (например, промышленным потребителям и системам распределения природного газа). Летучие выбросы от хранилищ природного газа должны также включаться в данную категорию. Выбросы из установок по удалению жидкостей из природного газа в системах газоснабжения должно учитываться как часть переработки природного газа (сектор 1.В.2.b.iii.3). Летучие выбросы, относящиеся к транспортировке жидкостей природного газа должны учитываться в категории 1.В.2.a.iii.3.
1 В 2 b iii 5	Распределение	Летучие выбросы (исключая удаление газа и сжигание в факелах) от распределения газа конечным потребителям.
1 В 2 b iii 6	Прочее	Летучие выбросы от систем снабжения природным газом (исключая удаление и сжигание газа в факелах) не учтенные в вышеприведенных категориях. Сюда могут входить выбросы от фонтанирования скважин, повреждений трубопроводов или окапывания.
1 В 3	Другие выбросы от производства энергии	Летучие выбросы при получении геотермальной энергии и других энергопреобразований, не включенные в 1.В.1 или 1.В.2.

Летучие выбросы ПГ появляются вследствие прямого высвобождения метана ( $CH_4$ ), а также выделения углекислого газа ( $CO_2$ ), содержащегося в виде примеси, а также при сжигании газа в факелах. В последнем случае появляется также некоторое количество закиси азота  $N_2O$ .

Выбросы газа могут иметь место либо постоянно либо иногда. Это происходит в следующих случаях:

- использование сжатого природного газа вместо сжатого воздуха в пневматических и других системах;
- сброс давления в системах защиты и удаления не отвечающих техническим условиям продуктов;
- очистка и продувка, связанная с техническим обслуживанием газопроводов.;
- высвобождение газа при опробовании скважин;
- удаление отбросного попутного газа;
- выбросы из резервуаров и других устройств.

## 2. ЦЕЛЬ И ЗАДАЧИ

Настоящий нормативный документ предназначен для использования при расчетах (оценке) выбросов летучих парниковых газов (ПГ), от систем добычи, перераспределения и транспортировки газа.

Целью нормативного документа является разработка и предложение для использования научно обоснованного документа, близкого по структуре к Международным и Европейским, обеспечивающего удовлетворительный учет выбросов летучих парниковых газов, от систем добычи, перераспределения и транспортировки природного газа.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- Изучена научная литература по проблеме;
- Уточнены особенности, характерные для систем добычи и транспортировки газа в Казахстане;
- Разработаны общие подходы, выявлены, приемлемые к применению в Казахстане;
- Разработана методика оценки выбросов летучих парниковых газов во всех секторах системы добычи и транспортировки газа;
- Разработаны сами Методические указания, обеспечивающие процедуру расчетов.

### **3. ПОРЯДОК РАСЧЕТОВ.**

#### ***3.1 Теоретические основы***

Выполнение расчетов возможно на одном из трех уровней. Чем выше уровень, тем надежнее результаты расчетов. Однако с ростом уровня увеличивается и количество необходимых исходных данных.

Возможна ситуация, когда только одна или несколько подсистем (секторов) системы возможно обчислить на более высоком уровне. В то время как другие сектора - нет. В этом случае, где только возможно, следует вести расчеты на более высоком уровне, а результаты расчетов летучих выбросов по всем секторам свести воедино.

Общая схема принятия решений представлена на рис. 1.

Как видно из рис.1, сначала нужно выяснить, имеются ли возможности для расчета выбросов летучих ПГ на уровне 3 хотя бы для отдельных секторов системы. Если такая возможность имеется (т.е. необходимые данные в виде результатов измерений и моделирования отдельных процессов), то расчеты для этих секторов следует выполнять по уровню 3.

Если возможности выполнить расчеты на уровне 3 нет, то следует выяснить, возможно ли выполнить расчеты на уровне 2. Для этого, как следует из рис.1, необходимо иметь национальные коэффициенты выбросов, для системы или отдельных ее секторов. Если таких коэффициентов нет, то расчеты придется выполнить на уровне 1. Пока что все расчеты придется выполнять на этом уровне в виду отсутствия результатов научных разработок в данной области.

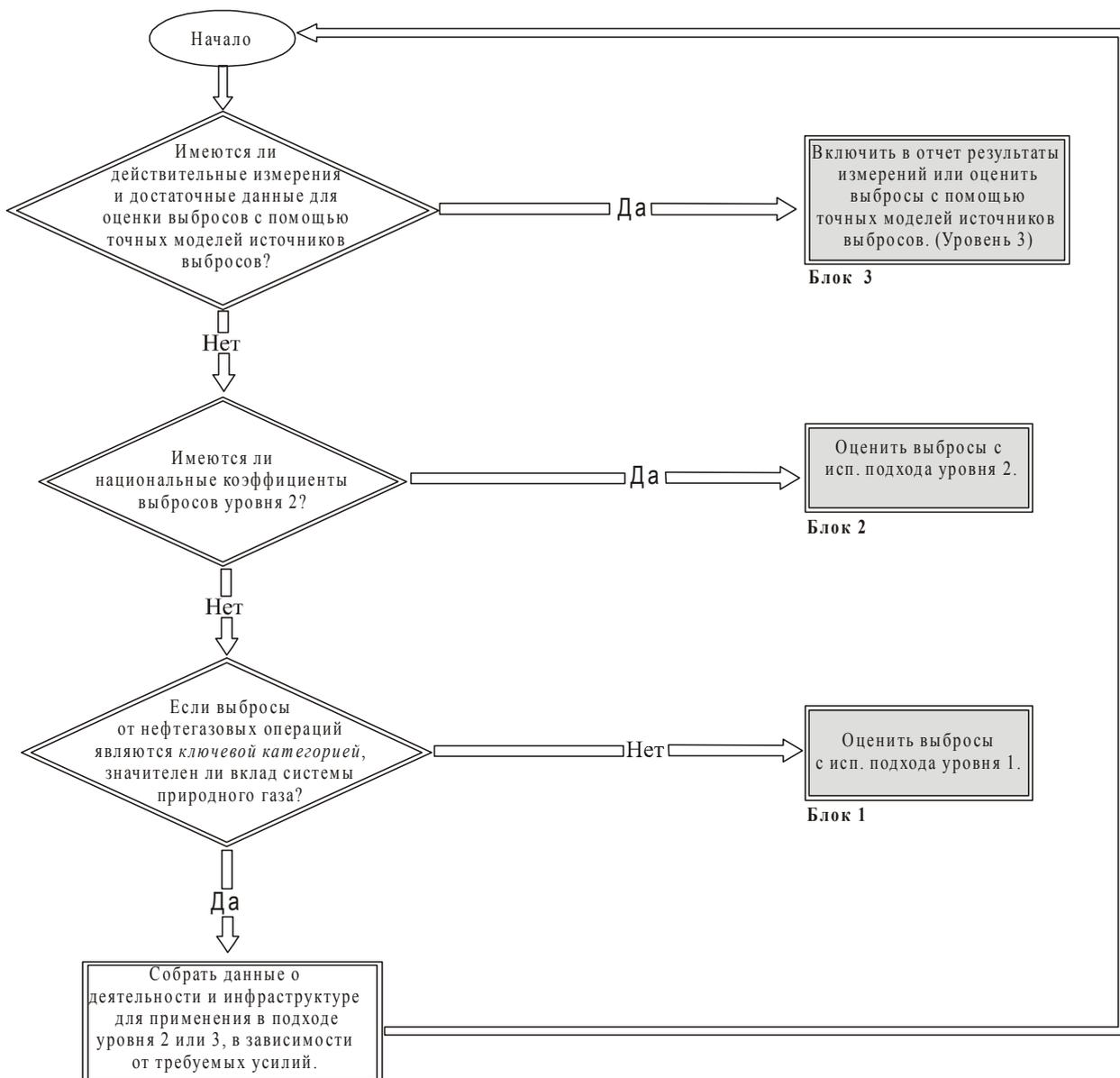


Рис. 1. Схема принятия решений для систем природного газа

Уровень 1 предполагает использование коэффициентов «по умолчанию» для разных секторов. Причем для Европы и Северной Америки, где имеются строгие экологические требования, эти коэффициенты одни (они здесь не приводятся), а для развивающихся стран они другие. В таблице 2 приведены сегменты отрасли, по которым рекомендуются вести расчеты, а коэффициенты для этих сегментов предназначенные для применения и в Казахстане, приведены в таблице 3.

Основные категории и подкатегории в нефтегазовой отрасли.

Сегмент отрасли	Подкатегории
Бурение скважин	Все
Испытание скважин	Все
Обслуживание скважин	Все
Добыча газа	Сухой газ <sup>(A)</sup>
	Метан из угольных пластов (первичная и расширенная добыча)
	Другая расширенная рекуперация газов
	Нейтральный газ <sup>(B)</sup>
	Высокосернистый нефтяной газ <sup>(B)</sup>
Переработка газа	Установки для нейтрального газа
	Установки для высокосернистого нефтяного газа
	Установки для глубокого извлечения <sup>(Г)</sup>
Транспортировка и хранение газа	Системы трубопроводов
	Средства хранения
Распределение газа	Распределение в сельской местности
	Распределение в городах
Транспортировка сжиженных газов	Конденсат
	Сжиженный нефтяной газ (LPG)
	Сжиженный природный газ (LNG), включая соответствующие установки для сжижения и газификации
Добыча нефти	Сырая нефть, легкая и средней плотности (первичная, вторичная и третичная добыча)
	Тяжелая нефть (первичная и расширенная добыча)
	Сырой битум (первичная и расширенная добыча)
	Синтетическая сырая нефть (из нефтеносных песков)
	Синтетическая сырая нефть (из нефтеносных сланцев)
Повышение качества нефти	Сырой битум
	Тяжелая нефть
Утилизация нефтяных отходов	Все
Транспортировка нефти	Морские суда
	Трубопроводы
	Автоцистерны и железнодорожные цистерны

Очистка нефти	Тяжелая нефть
	Природная нефть и синтетическая сырая нефть
Распределение нефтепродуктов	Бензин
	Дизтопливо
	Авиационное топливо
	Керосин для реактивных двигателей
	Газойль (Промежуточный продукт очистки)

А) Сухой природный газ – это природный газ, для которого не требуется никакой проверки на содержание углеводорода по точке росы с тем, чтобы удовлетворять спецификациям газа, пригодного для поставок. Тем не менее он может все еще нуждаться в обработке, с тем, чтобы удовлетворять спецификациям на поставку в отношении содержания водяного газа и кислого газа (т.е.  $H_2S$  и  $CO_2$ ). Сухой природный газ обычно добывается из неглубоких (глубиной менее 1000 м) газовых скважин.

Б) Нейтральный газ – это природный газ, который не содержит каких-либо заметных количеств  $H_2S$  (т.е. он не требует какой-либо обработки, с тем, чтобы удовлетворять требованиям в отношении  $H_2S$  для поставок газа).

В) Высокосернистый нефтяной газ, – это природный газ, который должен быть обработан, чтобы удовлетворять ограничениям в отношении содержания  $H_2S$  для поставок газа.

Г) Установки для глубокого извлечения – это газоперерабатывающие установки, расположенные в системах транспортировки газов, которые используются для рекуперации остаточного этана и более тяжелых углеводородов, присутствующих в природном газе.

Расчеты на уровне 1 осуществляются по каждому из  $i$ -газов отдельно и по каждому из сегментов отдельно. Затем результаты суммируются:

$$E_{i \text{ газ, сегмент отрасли}} = A_{\text{сегмент отрасли}} * EF_{\text{газ, сегмент отрасли}} \quad (1)$$

и

$$E_i = \sum E_{i, \text{сегментов отрасли}}, \quad (2)$$

где

$E_{i \text{ газ, сегмент отрасли}}$  – искомые годовые выбросы  $i$  – го газа в сегменте отрасли  $A_{\text{сегм отр.}}$  (Гг);

$A_{\text{сегмент отрасли}}$  – сегмент отрасли (единиц деятельности);

$EF_{\text{газ, сегмент отрасли}}$  – удельный коэффициент выбросов  $i$  – го газа в А-сегменте, взятом из таблицы 3 (Гг/ед. деятельности);

Таблица 3

Коэффициенты выбросов уровня 1 для летучих выбросов (включая удаление и сжигание в факелах) при работе с нефтью и газом в развивающихся странах и странах с переходной экономикой

Категория	Подкатегория	Источник выбросов	Код МГЭИК	$CH_4$		$CO_2$		ЛНОС		$N_2O$		Единицы измерения
				Величина	Неопределенность (% от величины)							
Бурение скважин	Все	Сжиг. в факелах и удаление	1.B.2.a.ii или 1.B.2.b.ii	3,3E-05 до 5,6E-04	-12,5 до +800%	1,0E-04 до 1,7E-03	-12,5 до +800%	8,7E-07 до 1,5E-05	-12,5 до +800%	ND	ND	Гг на кол-во пробуренных скважин
Испытание скважин	Все	Сжиг. в факелах и удаление	1.B.2.a.ii или 1.B.2.b.ii	5,1E-05 до 8,5E-04	-12,5 до +800%	9,0E-03 до 1,5E-01	-12,5 до +800%	1,2E-05 до 2,0E-04	-12,5 до +800%	6,8E-08 до 1,1E-06	-10 до +1000%	Гг на кол-во пробуренных скважин
Обслуживание скважин	Все	Сжиг. в факелах и удаление	1.B.2.a.ii или 1.B.2.b.ii	1,1E-04 до 1,8E-03	-12,5 до +800%	1,9E-06 до 3,2E-05	-12,5 до +800%	1,7E-05 до 2,8E-04	-12,5 до +800%	ND	ND	Гг/год на кол-во действующих и подготовл. к эксплуатации скважин
Добыча газа	Все	Летучие	1.B.2.b.iii.2	3,8E-04 до 2,4E-02	-40 до +250%	1,4E-05 до 1,8E-04	-40 до +250%	9,1E-05 до 1,2E-03	-40 до +250%	NA	NA	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> добытого газа
		Сжиг. в факелах	1.B.2.b.ii	7,6E-07 до 1,0E-06	±75%	1,2E-03 до 1,6E-03	±75%	6,2E-07 до 8,5E-07	±75%	2,1E-08 до 2,9E-08	-10 до +1000%	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> добытого газа
Переработка газа	Установки для нейтрального газа	Летучие	1.B.2.b.iii.3	4,8E-04 до 1,1E-03	-40 до +250%	1,5E-04 до 3,5E-04	-40 до +250%	2,2E-04 до 5,1E-04	-40 до +250%	NA	NA	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> подачи сырого газа
		Сжиг. в факелах	1.B.2.b.ii	1,2E-06 до 1,6E-06	±75%	1,8E-03 до 2,5E-03	±75%	9,6E-07 до 1,3E-06	±75%	2,5E-08 до 3,4E-08	-10 до +1000%	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> подачи сырого газа
	Установки для высокосернистого нефтяного газа	Летучие	1.B.2.b.iii.3	9,7E-05 до 2,2E-04	-40 до +250%	7,9E-06 до 1,8E-05	-40 до +250%	6,8E-05 до 1,6E-04	-40 до +250%	NA	NA	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> подачи сырого газа
		Сжиг. в факелах	1.B.2.b.ii	2,4E-06 до 3,3E-06	±75%	3,6E-03 до 4,9E-03	±75%	1,9E-06 до 2,6E-06	±75%	5,4E-08 до 7,4E-08	-10 до +1000%	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> добытого газа

Продолжение таблицы 3

		Удаление сырого CO <sub>2</sub>	1.B.2.b.i	NA	NA	6,3E-02 до 1,5E-01	-10 до +1000%	NA	NA	NA	NA	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> подачи сырого газа
	Установки для глубокого извлечения	Летучие	1.B.2.b.iii.3	1,1E-05 до 2,5E-05	-40 до +250%	1,6E-06 до 3,7E-06	-40 до +250%	2,7E-05 до 6,2E-05	-40 до +250%	NA	NA	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> подачи сырого газа
		Сжиг. в факелах	1.B.2.b.ii	7,2E-08 до 9,9E-08	±75%	1,1E-04 до 1,5E-04	±75%	5,9E-08 до 8,1E-08	±75%	1,2E-08 до 8,1E-08	-10 до +1000%	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> подачи сырого газа
	Итоговые взвешенные показатели по умолчанию	Летучие	1.B.2.b.iii.3 1,5E-04 до	3,5E-04	-40 до +250%	1,2E-05 до 2,8E-05	-40 до +250%	1,4E-04 до 3,2E-04	-40 до +250%	NA	NA	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> добытого газа
		Сжиг. в факелах	1.B.2.b.ii 2,0E-06 до	2,8E-06	±75% 3,0E-03 до	4,1E-03	±75%	1,6E-06 до 2,2E-06	±75%	3,3E-08 до 4,5E-08	-10 до +1000%	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> добытого газа
		Удаление сырого CO <sub>2</sub>	1.B.2.b.i	NA	N/A	4,0E-02 до 9,5E-02	-10 до +1000%	NA	N/A	NA	N/A	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> добытого газа
Транспортировка и хранение	Транспортировка	Летучие	1.B.2.b.iii.4	16,6E-05 до 1,1E-03	-40 до +250%	8,8E-07 до 2,0E-06	-40 до +250%	7,0E-06 до 1,6E-05	-40 до +250%	NA	NA	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> товарного газа
		Удаление	1.B.2.b.i	4,4E-05 до 7,4E-04	-40 до +250%	3,1E-06 до 7,3E-06	-40 до +250%	4,6E-06 до 1,1E-05	-40 до +250%	NA	NA	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> товарного газа
	Хранение	Все	1.B.2.b.iii.4	2,5E-05 до 5,8E-05	-20 до +500%	1,1E-07 до 2,6E-07	-20 до +500%	3,6E-07 до 8,3E-07	-20 до +500%	ND	ND	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> товарного газа
Распределение газа	Все	Все	1.B.2.b.iii.5	1,1E-03 до 2,5E-03	-20 до +500%	5,1E-05 до 1,4E-04	-20 до +500%	1,6E-05 до 3,6E-5	-20 до +500%	ND	ND	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> коммунальных продаж
Транспортировка сжиженного природного газа	Конденсат	Все	1.B.2.a.iii.3	1,1E-04	-50 до +200%	7,2E-06	-50 до +200%	1,1E-03	-50 до +200%	ND	ND	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> конденсата и пентанов и более тяжелых углеводородов
	Сжиженный нефтяной газ	Все	1.B.2.a.iii.3	NA	NA	4,3E-04	±100%	ND	ND	2,2E-09	-10 до +1000%	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> LPG
	Сжиженный природный газ	Все	1.B.2.a.iii.3	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> товарного газа

Продолжение таблицы 3

Добыча нефти	Природная нефть	Летучие (Суша)	1.B.2.a.iii.2	1,5E-06 до 6,0E-02	-12,5 до +800%	1,1E-07 до 4,3E-03	-12,5 до +800%	1,8E-06 до 7,5E-02	-12,5 до +800%	NA	NA	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> добытого природ. нефти
		Летучие (Море)	1.B.2.a.iii.2	5,9E-07	-12,5 до +800%	4,3E-08	-12,5 до +800%	7,4E-07	-12,5 до +800%	NA	NA	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> добытого природ. нефти
		Удаление	1.B.2.a.i	7,2E-04 до 9,9E-04	±75%	9,5E-05 до 1,3E-04	±75%	4,3E-04 до 5,9E-04	±75%	NA	NA	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> добытого природ. нефти
		Сжиг. в факелах	1.B.2.a.ii	2,5E-05 до 3,4E-05	±75%	4,1E-02 до 5,6E-02	±75%	2,1E-05 до 2,9E-05	±75%	6,4E-07 до 8,8E-07	-10 до +1000%	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> добытого природ. нефти
	Тяжелая нефть/Холодный битум	Летучие	1.B.2.a.iii.2	7,9E-03 до 1,3E-01	-12,5 до +800%	5,4E-04 до 9,0E-03	-12,5 до +800%	2,9E-03 до 4,8E-02	-12,5 до +800%	NA	NA	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> добытой тяжелой нефти
		Удаление	1.B.2.a.i	1,7E-02 до 2,3E-02	-67 до +150%	5,3E-03 до 7,3E-03	-67 до +150%	2,7E-03 до 3,7E-03	-67 до +150%	NA	NA	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> добытой тяжелой нефти
		Сжиг. в факелах	1.B.2.a.ii	1,4E-04 до 1,9E-04	-67 до +150%	2,2E-02 до 3,0E-02	-67 до +150%	1,1E-05 до 1,5E-05	-67 до +150%	4,6E-07 до 6,3E-07	-10 до +1000%	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> добытой терм. битума
	Добыча термической нефти	Летучие	1.B.2.a.iii.2	1,8E-04 до 3,0E-03	-12,5 до +800%	2,9E-05 до 4,8E-04	-12,5 до +800%	2,3E-04 до 3,8E-03	-12,5 до +800%	NA	NA	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> добытой терм. битума
		Удаление	1.B.2.a.i	3,5E-03 до 4,8E-03	-67 до +150%	2,2E-04 до 3,0E-04	-67 до +150%	8,7E-04 до 1,2E-03	-67 до +150%	NA	NA	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> добытой терм. битума
		Сжиг. в факелах	1.B.2.a.ii	1,6E-05 до 2,2E-05	-67 до +150%	2,7E-02 до 3,7E-02	-67 до +150%	1,3E-05 до 1,8E-05	-67 до +150%	2,4E-07 до 3,3E-07	-10 до +1000%	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> добытой терм. битума
	Синтетическая сырая нефть (из нефтеносных песков)	Все	1.B.2.a.iii.2	2,3E-03 до 3,8E-02	-67 до +150%	ND	ND	9,0E-04 до 1,5E-02	-67 до +150%	ND	ND	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> добытой синт. сырой нефти из нефтеносных песков

Продолжение таблицы 3

	Синтетическая сырая нефть (из нефтеносного сланца)	Все	1.В.2.а.iii.2	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> добытой синт. сырой нефти из нефтеносного сланца	
	Итоговые взвешенные показатели по умолчанию	Летучие	1.В.2.а.iii.2	2,2E-03 до 3,7E-02	-12,5 до +800% 2,8E-04 до	4,7E-03	-12,5 до +800% 3,1E-03 до	5,2E-02	-12,5 до +800%	NA	NA	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> общей добычи нефти	
		Удаление	1.В.2.а.i	8,7E-03 до	1,2E-02	±75% 1,8E-03 до	2,5E-03	±75% 1,6E-03 до	2,2E-03	±75%	NA	NA	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> общей добычи нефти
		Сжиг. в факелах	1.В.2.а.ii	2,1E-05 до	2,9E-05	±75% 3,4E-02 до	4,7E-02	±75% 1,7E-05 до	2,3	±75 5,4E-07 до	7,4E-07	-10 до +1000%	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> общей добычи нефти
Повышение качества нефти	Все	Все	1.В.2.а.iii.2	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> повышения качества нефти	
Транспортировка нефти	Трубопроводы	Все	1.В.2.а.iii.3	5,4E-06	-50 до +200%	4,9E-07	-50 до +200%	5,4E-05	-50 до +200%	NA	NA	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> нефти, переданной по трубопроводам	
	Автоцистерны и ж/д цистерны	Удаление	1.В.2.а.i	2,5E-05	-50 до +200%	2,3E-06	-50 до +200%	2,5E-04	-50 до +200%	NA	NA	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> нефти, перевезенной цистернами	
	Погрузка добытой в море нефти на танкеры	Удаление	1.В.2.а.i	ND <sub>h</sub>	ND	ND <sub>h</sub>	ND	ND	ND	NA	NA	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> нефти, перевезенной танкерными судами	
Очистка нефти	Все	Все	1.В.2.а.iii.4	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> очищенной нефти,	
Распределение очищенных нефтепродуктов	Бензин	Все	1.В.2.а.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> перевезенных нефтепродуктов	
	Дизтопливо	Все	1.В.2.а.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> перевезенных нефтепродуктов	
	Авиационное топливо	Все	1.В.2.а.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> перевезенных нефтепродуктов	
	Керосин для реактивных двигателей	Все	1.В.2.а.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> перевезенных нефтепродуктов	

Примечание: Цифры в таблице 5, например. В строке доли газа типа 3.3E-0.4 следует читать как  $3.3 \times 10^{-4}$  Гг\*, на  $10^6$  м<sup>3</sup> (один миллион м<sup>3</sup>) газа, т.е. на добычу  $10^6$  м<sup>3</sup> газа выбросы составляют  $3.3 \times 10^{-4}$  Гг на 1 скважину или  $3.3 \times 10^{-4} \text{ т} = 380$  кг/1 скважину.

(\*Гг = 1 тонна).

Ввиду простоты расчетов пример не приводится.

#### **4. ОЦЕНКА НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ**

Неопределенности определяются прежде всего величинами удельных коэффициентов, приведенных в таблице 3. А их неопределенность изменяется в пределах от 25 до 330% и более. Кроме того, непреднамеренные аварийные выбросы газа могут существенно увеличить суммарную неопределенность.

Можно ожидать, что суммарная неопределенность для системы добычи, перераспределения и транспортировки газа не превысит в сумме 100% от рассчитанной по данной Методике.

#### **5. ОТЧЕТНОСТЬ И ДОКУМЕНТАЦИЯ**

На предприятии (фирме) должна храниться вся документация (данные), на основе которых выполнены расчеты летучих выбросов за все годы.

Представлять следует исходные данные, на основе которых выполнены расчеты, а также сами расчеты, и результаты по каждому из парниковых газов с краткими пояснениями по существу. Полнота представляемой информации должна быть достаточной, чтобы на месте можно было сделать коррекцию, не возвращая материалы на предприятия.

Строгая форма таблиц отчетности пока не разработана.

## **6. СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.**

1. IPCC/UNEP/OECD/IEA, (1997). Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Paris: Intergovernmental Panel on Climate Change; J. T. Houghton, L.G. Meiro Filho, B.A. Callander, N. Harris, A. Kattenberg, and K. Maskell, eds.; Cambridge University Press, Cambridge, U.K.
2. IPCC/UNEP/OECD/IEA, (2000). 'IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories' UNDP & WMO.