

# **ГЛАВА 4**

---

## **ЛЕТУЧИЕ ВЫБРОСЫ**

## **Авторы**

### **Добыча угля**

Джон Н. Каррас (Австралия)

Памела М. Франклин (США), Юхонг Ху (Китай), А. К. Сингх (Индия) и Олег В. Тайлаков (Российская Федерация)

### **Нефть и природный газ**

Дэвид Пикард (Канада)

Азари Ф. М. Ахмед (Катар), Эйлев Гьеральд (Норвегия), Сьюзан Нордум (США) и Ирина Йезеркепова (Казахстан)

## Содержание

4	Летучие выбросы	4.6
4.1	Летучие выбросы при добыче, обработке, хранении и транспортировке угля	4.6
4.1.1	Общий обзор и описание источников	4.6
4.1.1.1	Добыча и обработка угля	4.6
4.1.1.2	Краткий обзор источников	4.9
4.1.2	Методологические вопросы	4.9
4.1.3	Подземные угольные шахты	4.10
4.1.3.1	Выбор метода	4.11
4.1.3.2	Выбор коэффициентов выбросов для подземных шахт	4.13
4.1.3.3	Выбор данных о деятельности	4.16
4.1.3.4	Полнота для подземных угольных шахт	4.17
4.1.3.5	Формирование согласованного временного ряда	4.17
4.1.3.6	Оценка неопределенности	4.17
4.1.4	Открытая добыча угля	4.20
4.1.4.1	Выбор метода	4.20
4.1.4.2	Коэффициенты выбросов для открытой добычи	4.21
4.1.4.3	Данные о деятельности	4.22
4.1.4.4	Полнота для открытых разработок	4.22
4.1.4.5	Формирование согласованного временного ряда	4.23
4.1.4.6	Оценка неопределенностей выбросов	4.23
4.1.5	Закрытые подземные угольные шахты	4.23
4.1.5.1	Выбор метода	4.24
4.1.5.2	Выбор коэффициентов выбросов	4.26
4.1.5.3	Выбор данных о деятельности	4.9
4.1.5.4	Полнота	4.32
4.1.5.5	Формирование согласованного временного ряда	4.32
4.1.5.6	Оценка неопределенности	4.32
4.1.6	Полнота для угольных разработок	4.33
4.1.7	Обеспечение качества/контроль качества (ОК/КК) кадастра	4.34
4.1.7.1	Контроль качества и документация	4.34
4.1.7.2	Отчетность и документация	4.35
4.2	Летучие выбросы из систем нефти и природного газа	4.35
4.2.1	Общий обзор и описание источников	4.36
4.2.2	Методологические вопросы	4.39
4.2.2.1	Выбор метода, схемы принятия решений, уровни	4.41

4.2.2.2	Выбор метода.....	4.45
4.2.2.3	Выбор коэффициентов выбросов.....	4.51
4.2.2.4	Выбор данных о деятельности.....	4.69
4.2.2.5	Полнота.....	4.74
4.2.2.6	Формирование согласованного временного ряда.....	4.75
4.2.2.7	Оценка неопределенности.....	4.76
4.2.3	Обеспечение качества/контроль качества (ОК/КК) кадастра.....	4.77
4.2.4	Отчетность и документация.....	4.78
Ссылки	.....	4.82

## Уравнения

Уравнение 4.1.1	Оценка выбросов от подземных угольных шахт с использованием уровня 1 и 2 без коррекции с учетом утилизации или сжигания метана.....	4.11
Уравнение 4.1.2	Оценка выбросов от подземных угольных шахт с использованием уровней 1 и 2 с учетом утилизации или сжигания в факелах.....	4.11
Уравнение 4.1.3	Уровень 1: Общий средний метод – подземные шахты – до коррекции с учетом утилизации или сжигания метана в факелах.....	4.13
Уравнение 4.1.4	Уровень 1: Общий средний метод – выбросы после добычи – подземные шахты – до коррекции с учетом утилизации или сжигания метана в факелах.....	4.14
Уравнение 4.1.5	Выбросы CO <sub>2</sub> и CH <sub>4</sub> от дренированного метана, сожженного в факеле или каталитически окисленного.....	4.16
Уравнение 4.1.6	Общее уравнение, предназначенное для оценки летучих выбросов при открытой добыче угля.....	4.20
Уравнение 4.1.7	Уровень 1: Общий средний метод – открытые разработки.....	4.21
Уравнение 4.1.8	Уровень 1: Общий средний метод – выбросы после добычи – открытая разработка.....	4.22
Уравнение 4.1.9	Общее уравнение для оценки летучих выбросов из закрытых подземных угольных шахт.....	4.24
Уравнение 4.1.10	Подход уровня 1 для закрытых подземных шахт.....	4.24
Уравнение 4.1.11	Подход уровня 2 для закрытых подземных шахт без рекуперации и утилизации метана.....	4.29
Уравнение 4.1.12	Уровень 2 – коэффициент выбросов для закрытых подземных угольных шахт.....	4.30
Уравнение 4.1.13	Пример использования уровня 3 для расчета выбросов – закрытые подземные шахты.....	4.30
Уравнение 4.2.1	Уровень 1: Оценка летучих выбросов из сегмента отрасли.....	4.45
Уравнение 4.2.2	Уровень 1: Суммарная оценка летучих выбросов из сегментов отрасли.....	4.45
Уравнение 4.2.3	Альтернативный подход уровня 2 (выбросы при удалении газа).....	4.48
Уравнение 4.2.4	Альтернативный подход уровня 2 (выбросы CH <sub>4</sub> при сжигании в факелах).....	4.48
Уравнение 4.2.5	Альтернативный подход уровня 2 (выбросы CO <sub>2</sub> при сжигании в факелах).....	4.49
Уравнение 4.2.6	Выбросы CH <sub>4</sub> при удалении газа и сжигании в факелах.....	4.49
Уравнение 4.2.7	Выбросы CO <sub>2</sub> при удалении газа и сжигании в факелах.....	4.49
Уравнение 4.2.8	Выбросы N <sub>2</sub> O при сжигании в факелах.....	4.49

## Рисунки

Рисунок 4.1.1	Схема принятия решений для подземных угольных шахт.....	4.13
Рисунок 4.1.2	Схема принятия решений для открытых угольных разработок.....	4.21
Рисунок 4.1.3	Схема принятия решений для закрытых подземных угольных шахт.....	4.25
Рисунок 4.2.1	Схема принятия решений для систем природного газа.....	4.42
Рисунок 4.2.2	Схема принятия решений для выбросов при добыче сырой нефти.....	4.43
Рисунок 4.2.3	Схема принятия решений относительно выбросов при транспортировке и повышении качества и очистке сырой нефти.....	4.44

## Таблицы

Таблица 4.1.1	Детальная разбивка выбросов в результате добычи, переработки, хранения и транспортировки угля по секторам.....	4.9
Таблица 4.1.2	Оценки неопределенности для подземных шахт для подходов уровня 1 и уровня 2.....	4.18
Таблица 4.1.2	Оценки неопределенности для подземных угольных шахт для подхода уровня 3... ..	4.19
Таблица 4.1.4	Оценки неопределенности для открытых разработок для подходов уровня 1 и уровня 2.....	4.23
Таблица 4.1.5	Уровень 1 – закрытые подземные шахты – значения по умолчанию – процент загазованных угольных шахт.....	4.27
Таблица 4.1.6	Уровень 1 – закрытые подземные шахты. Коэффициент выбросов, миллион м3 метана / шахта.....	4.28
Таблица 4.1.7	Уровень 1 – закрытые подземные шахты.....	4.28
Таблица 4.1.8	Уровень 2 – закрытые подземные угольные шахты. Значения по умолчанию для выбросов из действующих шахт до закрытия.....	4.30
Таблица 4.1.9	Коэффициенты для уровня 2 – закрытые подземные угольные шахты.....	4.30
Таблица 4.2.1	Детальная разбивка выбросов в результате добычи и транспортировки нефти и природного газа по секторам.....	4.37
Таблица 4.2.2	Основные категории и подкатегории в нефтегазовой отрасли.....	4.46
Таблица 4.2.3	Типичные диапазоны соотношений газ-нефть для различных видов нефтепродуктов.....	4.48
Таблица 4.2.4	Коэффициенты выбросов уровня 1 для летучих выбросов (включая удаление и сжигание в факелах) при работе с нефтью и газом в развитых странах.....	4.52
Таблица 4.2.5	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.....	4.59
Таблица 4.2.6	Типичные потребности в данных о деятельности для каждого подхода к оценке летучих выбросов при работе с нефтью и газом по типам категорий первичных источников.....	4.70
Таблица 4.2.7	Руководство по получению данных о деятельности, требуемых при использовании подхода уровня 1 для оценки летучих выбросов при работе с нефтью и газом.....	4.71
Таблица 4.2.8	Классификация потерь газа как низких, средних или высоких на выбранных видах технических средств для природного газа.....	4.75
Таблица 4.2.9	Формат суммирования прикладной методологии и основа для оцененных выбросов из систем нефти и газа с показом типовых записей.....	4.80

## 4 ЛЕТУЧИЕ ВЫБРОСЫ

### 4.1 ЛЕТУЧИЕ ВЫБРОСЫ ПРИ ДОБЫЧЕ, ОБРАБОТКЕ, ХРАНЕНИИ И ТРАНСПОРТИРОВКЕ УГЛЯ

Случайные или намеренные высвобождения парниковых газов могут происходить при добыче, обработке и доставке ископаемых видов топлива до места конечного использования. Они известны как летучие выбросы.

#### 4.1.1 Общий обзор и описание источников

Летучие выбросы связаны с углем и могут рассматриваться с точки зрения следующих обширных категорий.<sup>1</sup>

##### 4.1.1.1 ДОБЫЧА И ОБРАБОТКА УГЛЯ

Геологические процессы образования угля также приводят к образованию метана ( $\text{CH}_4$ ), а в некоторых пластах может присутствовать и углекислый газ ( $\text{CO}_2$ ). Вместе взятые, они известны как «сопутствующий газ». Сопутствующий газ удерживается в угольном пласте до момента разработки и угля и взлома пласта при добыче.  $\text{CH}_4$  является основным парниковым газом, высвобождаемым из угля при добыче и обработке.

Основные этапы выбросов парниковых газов, как для открытых, так и для подземных разработок, перечислены ниже:

- **Выбросы при добыче** – Появляются в результате высвобождения удерживаемого газа при измельчении угля и близлежащих слоев при горных работах.
- **Выбросы после добычи** – Не все газы высвобождаются из угля при измельчении во время добычи. Выбросы при последующей обработке и транспортировке угля называются выбросами после добычи. В связи с этим, уголь, как правило, продолжает высвобождать газ *даже после его добычи*, хотя и более медленно, чем на этапе измельчения.
- **Низкотемпературное окисление** – Эти выбросы происходят под воздействием атмосферного кислорода, который окисляет уголь, в результате чего получается  $\text{CO}_2$ . Однако количество образующегося при этом  $\text{CO}_2$  незначительно.
- **Неконтролируемое сжигание** – Время от времени, если тепло, образующееся при низкотемпературном окислении, удерживается в угле, температура его поднимается, и он может воспламениться. Это явление известно как неконтролируемое сжигание, оно является экстремальным проявлением окисления. Неконтролируемое сжигание характеризуется быстротой реакции, иногда наблюдается видимый огонь и быстрое образование  $\text{CO}_2$ . Неконтролируемое сжигание может быть как природным, так и антропогенным. Отметим, что в данном документе мы рассматриваем только неконтролируемое сжигание вследствие деятельности по использованию угля.

После истощения месторождения, **закрытые угольные шахты** могут продолжать высвобождать метан.

Краткое описание некоторых основных процессов, подлежащих учету при оценке выбросов для различных видов угольных разработок, следует далее:

---

<sup>1</sup> Методы определения выбросов от *торфодобычи* описаны в главе 7 (Водно-болотные угодья) тома 4 СХЛХДВЗ.

## ПОДЗЕМНЫЕ ШАХТЫ

### Действующие подземные угольные шахты

В данном документе рассматриваются следующие категории потенциальных источников летучих выбросов для действующих угольных разработок:

Выбросы сопутствующего газа при вентиляции воздуха в угольных шахтах и от систем дегазации.

- Выбросы после добычи
- Низкотемпературное окисление

Неконтролируемое сжигание Выбросы от вентиляции воздуха и систем газификации происходят следующим образом:

#### *Вентиляция воздуха в угольных шахтах*

Подземные угольные шахты обычно вентилируются продувочным воздухом с поверхности, прогоняемым по подземным тоннелям шахты для того, чтобы поддержать безопасную атмосферу. Вентиляционный воздух подхватывает высвобождающиеся при добыче и транспортировке угля  $\text{CH}_4$  и  $\text{CO}_2$  и переносит их на поверхность, где они и выбрасываются в атмосферу. Концентрация метана в вентиляционном воздухе как правило невелика, но объемная скорость потока вентиляционного воздуха обычно велика, вследствие чего выбросы метана из данного источника могут быть весьма значительными.

#### *Системы дегазации угольных шахт*

Системы дегазации включают в себя скважины, пробуренные до, во время и после добычи, и предназначенные для отвода газа, высвобождающегося из угольных пластов (в основном  $\text{CH}_4$ ). Во время активной добычи главной целью дегазации является поддержание безопасной для шахтеров рабочей атмосферы, хотя восстановленный газ может также использоваться как источник энергии. Системы дегазации, также, могут использоваться на закрытых угольных месторождениях для рекуперации метана. Количество метана, восстановленного при помощи систем дегазации угольных шахт, может быть весьма значительным и принимается во внимание, в зависимости от его конечного использования, как это описано в разделе 4.1.3.2 данной главы.

### Закрытые подземные шахты

После закрытия, угольные шахты, являвшиеся сильными источниками метановых выбросов при разработке, продолжают высвобождать его до тех пор, пока их не затопят, устранив, таким образом, выбросы. Даже если разработка закупорена, метан может продолжать высвобождаться в атмосферу в результате миграции газа через естественные или искусственные каналы, такие как старые штольни, вентиляционные трубы и трещины в перекрывающих пластах. Выбросы быстро снижаются, пока не достигнут стабильного значения, могущего сохраняться в течение продолжительного периода времени.

Закрытые шахты могут быть затоплены в результате притока подземной или наземной воды в пустоты разработки. Такие шахты обычно продолжают выделять газ еще несколько лет, до момента полного затопления шахты, в результате которого вода исключит дальнейшее высвобождение метана в атмосферу. Выбросы от полностью затопленных шахт могут трактоваться как незначительные. Частично затопленные шахты могут продолжать производить выбросы метана в течение длительного периода времени, как и не затопленные шахты.

Дополнительный потенциальный источник выбросов появляется в том случае, если уголь в закрытых шахтах возгорается в соответствии с механизмом неконтролируемого сжигания. Однако на данный момент не существует методологий оценки потенциальных выбросов от неконтролируемого сжигания в закрытых подземных разработках.

## ОТКРЫТЫЕ УГОЛЬНЫЕ РАЗРАБОТКИ

### Действующие открытые разработки

В данной главе рассматриваются следующие *потенциальные* категории источников открытых разработок:

- Метан и  $\text{CO}_2$ , высвобожденные при измельчении угля и ассоциированных пластов во время добычи угля, а также утечки из дна и уступов угольного карьера.
- Выбросы после добычи

- Низкотемпературное окисление
- Неконтролируемое сжигание на породных отвалах

Выбросы от открытых разработок происходят потому, что месторождение и окружающие пласты также могут содержать метан и CO<sub>2</sub>. Хотя содержание газа обычно меньше, чем при глубокой подземной разработке, выбросы сопутствующего газа от открытых разработок следует принимать во внимание, это особенно касается стран, где такой способ добычи широко практикуется. Вдобавок к выбросам сопутствующего газа, CO<sub>2</sub> может образовываться при отсыпке угольных отходов в отвал, либо при низкотемпературном окислении или неконтролируемом сжигании.

#### **Заброшенные открытые разработки**

После закрытия, заброшенные или выведенные из эксплуатации открытые разработки могут продолжать высвобождать метан из-за утечки из угольных пластов, поврежденных при добыче. На настоящее время методов оценки выбросов от таких источников не существует.



### 4.1.1.2 КРАТКИЙ ОБЗОР ИСТОЧНИКОВ

Основные источники изложены в таблице 4.1.1 ниже

ТАБЛИЦА 4.1.1 ДЕТАЛЬНАЯ РАЗБИВКА ВЫБРОСОВ В РЕЗУЛЬТАТЕ ДОБЫЧИ, ПЕРЕРАБОТКИ, ХРАНЕНИЯ И ТРАНСПОРТИРОВКИ УГЛЯ ПО СЕКТОРАМ		
Код МГЭИК	Наименование сектора	
1 В	Летучие выбросы от топлива	Включает все преднамеренные и непреднамеренные выбросы от добычи, переработки, хранения и транспортировки топлива к точке конечного использования.
1 В 1	<i>Твердые виды топлива</i>	Включает все преднамеренные и непреднамеренные выбросы от добычи, переработки, хранения и транспортировки топлива к точке конечного использования.
1 В а	Добыча и обработка угля	Включает все летучие выбросы от угля
1 В 1 а i	<i>Подземные шахты</i>	Включает все выбросы от разработки подземных месторождений, процедуры после добычи, закрытые шахты и сжигаемый в факелах или дренированный метан.
1 В 1 а i 1	<i>Добыча</i>	Включает все выбросы сопутствующего газа при вентиляции воздуха в угольных разработках и от систем дегазации.
1 В 1 а i 2	<i>Выбросы сопутствующего газа после добычи</i>	Включает метан и CO <sub>2</sub> , высвобожденные после добычи угля, вынесенные к поверхности, обработанные, собранные и транспортированные.
1 В 1 а i 3	<i>Закрытые подземные шахты</i>	Включает выбросы метана из закрытых подземных шахт
	<i>Сжигание отведенного метана в факелах или преобразование метана в CO<sub>2</sub></i>	Сюда следует включать метан, отведенный и сожженный, либо вентиляционный газ, превращенный в CO <sub>2</sub> с помощью процесса окисления.  Метан, использованный для производства энергии должен рассматриваться в томе 2 (Энергетика), глава 2 (Стационарное сжигание топлива)
1 В 1 а ii	<i>Добыча открытым способом</i>	Включает все выбросы сопутствующих газов, высвободившихся из угольных карьеров.
1 В 1 а ii 1	<i>Добыча</i>	Включает метан и CO <sub>2</sub> , высвобожденные при измельчении угля и ассоциированных пластов во время добычи угля, а также утечки из дна и уступов угольного карьера.
1 В 1 а ii	<i>Выбросы сопутствующего газа после добычи</i>	Включает метан и CO <sub>2</sub> , высвобожденные после добычи угля, вынесения его на поверхность с последующей переработкой, хранением и транспортировкой.
1 В 1 b	<i>Выбросы от неконтролируемого сжигания и горения угольных месторождений</i>	Включает выбросы CO <sub>2</sub> при неконтролируемом сжигании вследствие деятельности по эксплуатации угольных месторождений.

## 4.1.2 Методологические вопросы

Следующий раздел фокусируется на выбросах метана, так как этот газ является наиболее важным из летучих выбросов от добычи угля. Выбросы CO<sub>2</sub> также должны включаться в кадастр, если данные по ним имеются в наличии.

### ПОДЗЕМНЫЕ ШАХТЫ

Выбросы от подземной разработки проистекают как от систем вентиляции, так и от систем дегазации. Эти выбросы, как правило, происходят из небольшого количества централизованных участков и могут считаться точечными источниками. Они поддаются стандартным методам измерения.

### ОТКРЫТЫЕ РАЗРАБОТКИ

Для открытых разработок выбросы парниковых газов в целом рассредоточены по участкам месторождения, поэтому их лучше всего учитывать как распределенные источники. Эти выбросы могут быть результатом высвобождения сопутствующих газов в процессах измельчения и отгрузки угля, низкотемпературного окисления угольных отходов или низкокачественного угля на отвалах и неконтролируемого сжигания. Методы измерения для низкотемпературного окисления и неконтролируемого сжигания находятся в разработке, вследствие чего они не включены в данную главу.

### ЗАКРЫТЫЕ ШАХТЫ

Закрытые подземные шахты представляют собой проблему при оценке выбросов, тем не менее, методология для закрытых подземных шахт включена в данную главу. Методологий для закрытых или выведенных из эксплуатации открытых разработок не существует, соответственно, в данной главе они не рассматриваются.

### РЕКУПЕРАЦИЯ И УТИЛИЗАЦИЯ МЕТАНА

Количество метана, рекуперированного из дренажа, вентиляционного воздуха или из закрытых шахт можно снизить двумя способами: (1) прямая утилизация в качестве природного газа или (2) сжигание с образованием CO<sub>2</sub>, обладающего меньшим парниковым потенциалом, чем метан.

### УРОВНИ

Использование надлежащих уровней для выполнения оценки выбросов при добыче угля, в соответствии с эффективной практикой, зависит от качества имеющихся данных. Например, если в распоряжении имеются ограниченные данные и категория не является ключевой, *эффективная практика* заключается в использовании уровня 1. Подход уровня 1 требует от стран выбора из общего среднего диапазона коэффициентов выбросов и использования конкретных для страны данных для расчета общего количества выбросов. Уровень 1 ассоциируется с высочайшим уровнем неопределенности. Поход уровня 2 использует коэффициенты выбросов по конкретной стране или бассейну, представляющими собой средние значения для добываемого угля. Эти значения обычно рассчитываются по каждой конкретной стране, когда это уместно. Подход уровня 3 использует прямые изменения на базе конкретной разработке и, при правильном применении, имеет самый низкий уровень неопределенности.

## 4.1.3 Подземные угольные шахты

Общая форма уравнения при оценке выбросов от *подземной добычи и выбросов после добычи* с помощью подходов уровней 1 и 2, основанная на данных о деятельности по производству угля выражается уравнением 4.1.1, приведенным ниже. Методы оценки выбросов от закрытых подземных шахт, включая руководящие принципы для первого раза, детально описаны в разделе 4.1.5.

Уравнение 4.1.1 выражает выбросы до коррекции с учетом утилизации или горения рекуперированного газа:

**УРАВНЕНИЕ 4.1.1****ОЦЕНКА ВЫБРОСОВ ОТ ПОДЗЕМНЫХ УГОЛЬНЫХ ШАХТ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УРОВНЯ 1 И 2  
БЕЗ КОРРЕКЦИИ С УЧЕТОМ УТИЛИЗАЦИИ ИЛИ СЖИГАНИЯ МЕТАНА**

*Выбросы парникового газа = Производство сырого угля • Коэффициент выброса •  
Коэффициент преобразования единиц*

Определение *Коэффициента выбросов*, используемое в данном уравнении зависит от использованных данных о деятельности. Для уровней 1 и 2, *Коэффициент выброса* для подземной шахты, открытой разработки и для выбросов после добычи выражается в м<sup>3</sup> тонна<sup>-1</sup>, эта же единица используется для содержания газа на месте. Это является следствием того, что эти *Коэффициенты выбросов* используют данные о деятельности по производству сырого угля, выражающиеся в единицах массы (например, в тоннах). Однако, *Коэффициент выброса* и содержание газа «на месте» являются разными понятиями, и путать их не следует. *Коэффициент выброса* всегда больше, чем содержание газа «на месте», так как газ высвобождается при разработке из больших количеств угля и прилегающих газоносных пластов, а эта величина больше, чем просто количество добытого угля. Для *закрытых подземных шахт*, *Коэффициент выброса* выражается в других единицах, так как используются другие методологии, для уточнения деталей смотрите раздел 4.1.5.

Уравнение 4.1.2 следует использовать вместе с уравнением 4.1.1 для коррекции с учетом утилизации и горения метана при использовании доходов уровней 1 и 2.

**УРАВНЕНИЕ 4.1.2****ОЦЕНКА ВЫБРОСОВ ОТ ПОДЗЕМНЫХ УГОЛЬНЫХ ШАХТ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УРОВНЕЙ 1 И 2  
С УЧЕТОМ УТИЛИЗАЦИИ ИЛИ СЖИГАНИЯ В ФАКЕЛАХ**

*Выбросы CH<sub>4</sub> при подземной разработке месторождений = Выбросы CH<sub>4</sub> от подземной добычи + Выбросы CH<sub>4</sub> после добычи - Выбросы рекуперированного и сожженного или использованного в качестве энергоносителя CH<sub>4</sub>*

Выбросы закрытых подземных шахт в уравнениях 4.1.1 и 4.1.2 включают в себя таковые из заброшенных месторождений (см. раздел 4.1.5) и заносятся в общий итог 1.V. 1.a.i (Подземные шахты).

Уравнение 4.1.2 использует уровни 1 и 2 потому, что в них используются *Коэффициенты выбросов* для выбросов угольных шахт на национальном уровне или уровне угольного бассейна. Коэффициенты выбросов уже включают в себя все метановые выбросы, высвобождающиеся во время деятельности при разработке. Таким образом, рекуперация и утилизация метана должна явным образом учитываться при вычитании в уравнении 4.1.2. Методы уровня 3 также используют расчеты по конкретной разработке, учитывающие отведенный и рекуперированный метан конкретных шахт, вместо коэффициентов выбросов, вследствие чего, уравнение 4.1.2 не соответствует методам уровня 3.

### 4.1.3.1 ВЫБОР МЕТОДА

#### ПОДЗЕМНЫЕ ШАХТЫ

На схеме 4.1.1 изображены схема принятия решений для деятельности по подземной добыче угля. Для стран, использующих подземные шахты и в случаях наличия данных измерений по конкретной разработке, *эффективная практика* заключается в использовании метода уровня 3. Данные по конкретной разработке на основе измерений вентиляционного воздуха и систем дегазации, отражают реальные выбросы на основе конкретной шахты, вследствие чего дают более точную оценку, чем использование *Коэффициентов выбросов*.

Гибрид подходов уровней 2 и 3 уместен в случаях наличия данных измерений по конкретной разработке только для подмножества подземных шахт. Например, если для единственной шахты рассматриваются отчетные данные по газу, выбросы от остальных шахт могут быть рассчитаны с использованием коэффициентов выбросов уровня 2. Определение того, что считать газосодержащей шахтой устанавливается каждой страной. Например, в США, понятие газосодержащая шахта подразумевает угольные разработки со средними выбросами вентиляции, превышающими значение от 2 800 до 14 000 кубических метров в день. Коэффициенты выбросов могут основываться на отдельных величинах выбросов, полученных из данных уровня 3, если шахты функционируют в одном бассейне в качестве разработок уровня 3 или на базе характеристик конкретной шахты, таких как средняя глубина угольной разработки.

Если данных по каждой разработке нет в наличии, но имеются данные по конкретной разработке или по конкретной стране, *эффективная практика* заключается в использовании метода уровня 2.

Если данных нет в наличии (или если данные сильно ограничены), *эффективная практика* заключается в использовании подхода уровня 1, при условии, что подземная разработка угля не является ключевой подкатегорией источника. Если это так, *эффективная практика* заключается в получении данных о выбросах для увеличения точности оценок этих выбросов (см. схему 4.1.1).

### **ПОСЛЕ ДОБЫЧИ**

Прямые измерения (уровень 3) всех выбросов после добычи неосуществимы, поэтому следует использовать подход с использованием коэффициентов выбросов. Методы уровней 2 и 1, описанные ниже, представляют собой *эффективную практику* для данного источника, для которого трудно получить точные данные.

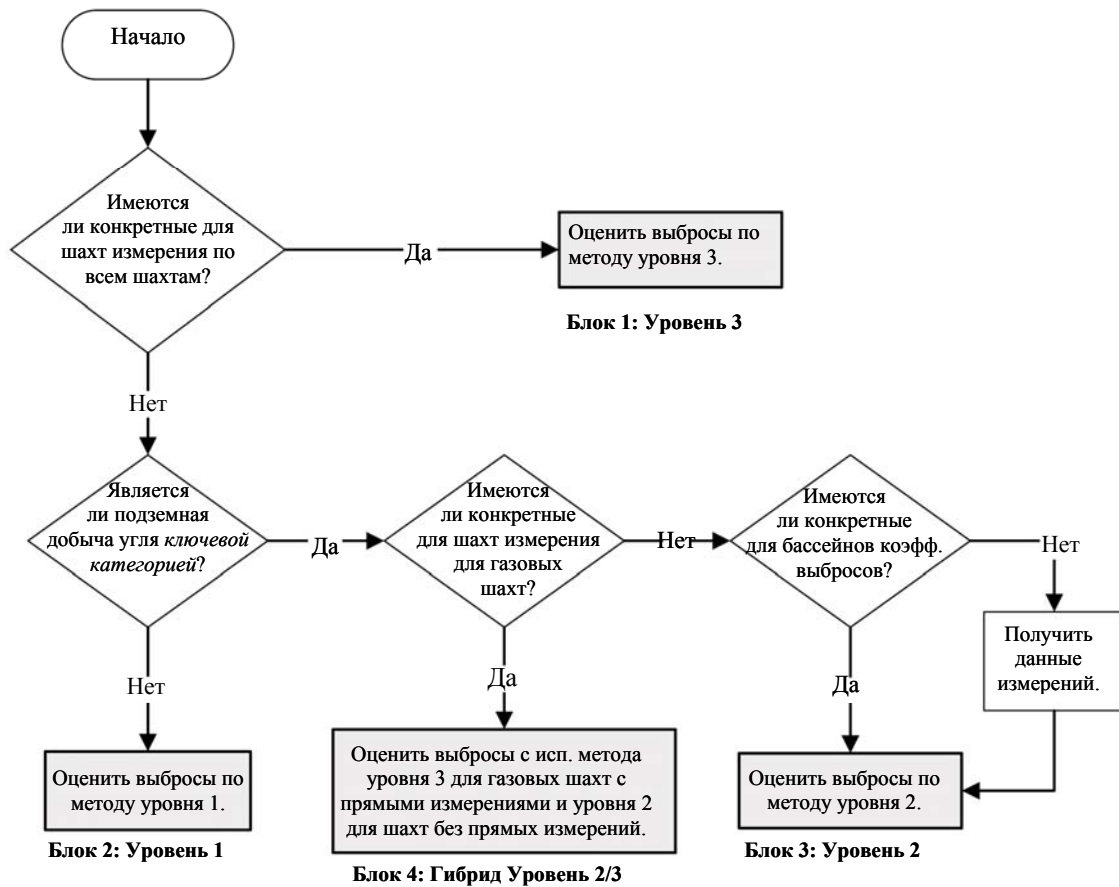
### **НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЕ ОКИСЛЕНИЕ**

Окисление угля при соприкосновении с атмосферой высвобождает CO<sub>2</sub>. Этот источник обычно незначителен в сравнении с общими выбросами из загазованных подземных угольных шахт. Следовательно, методов оценки для него не существует. В случае значительных выбросов CO<sub>2</sub>, в дополнение к метану в виде сопутствующих газов, их следует относить к данным по конкретной разработке.

### **ЗАКРЫТЫЕ ПОДЗЕМНЫЕ ШАХТЫ**

Летучие выбросы метана от подземных шахт следует относить к категории 1.B.1.a.i.3 МГЭИК «Подземные шахты», с использованием методологии, представленной в разделе 4.1.5.

Рисунок 4.1.1 Схема принятия решений для подземных угольных шахт



Примечание: См. главу 4 тома 1 (Методологический выбор и ключевые категории) (примечание к разделу 4.1.2 об ограниченных ресурсах) для определения ключевых категорий и использования схемы принятия решений.

### 4.1.3.2 ВЫБОР КОЭФФИЦИЕНТОВ ВЫБРОСОВ ДЛЯ ПОДЗЕМНЫХ ШАХТ

#### ДОБЫЧА

Коэффициенты выбросов уровня 1 для подземных шахт приводятся ниже. Коэффициенты выбросов аналогичны описанным в «Исправленных руководящих принципах МГЭИК для национальных кадастров парниковых газов» (BCTSR, 1992; Bibler и др., 1991; Lama, 1992; Pilcher и др., 1991; USEPA, 1993a,b и Zimmermeyer, 1989).

**УРАВНЕНИЕ 4.1.3**

**УРОВЕНЬ 1: ОБЩИЙ СРЕДНИЙ МЕТОД – ПОДЗЕМНЫЕ ШАХТЫ – ДО КОРРЕКЦИИ С УЧЕТОМ УТИЛИЗАЦИИ ИЛИ СЖИГАНИЯ МЕТАНА В ФАКЕЛАХ**

*Выбросы  $CH_4$  = Коэффициент выброса  $CH_4$  • Подземная добыча угля • Коэффициент преобразования*

Где единицами являются:

- Выбросы метана ( $Gt\ год^{-1}$ )
- Коэффициент выброса  $CH_4$  ( $m^3\ тонна^{-1}$ )

- Подземная добыча угля (метрическая тонна<sup>-1</sup>)

- **Коэффициент выброса:**

- Низкий коэффициент выброса CH<sub>4</sub> = 10 м<sup>3</sup> тонна<sup>-1</sup>
- Средний коэффициент выброса CH<sub>4</sub> = 18 м<sup>3</sup> тонна<sup>-1</sup>
- Высокий коэффициент выброса CH<sub>4</sub> = 25 м<sup>3</sup> тонна<sup>-1</sup>

- **Коэффициент преобразования:**

\* Является плотностью CH<sub>4</sub> и преобразует количество CH<sub>4</sub> в массу CH<sub>4</sub>. Плотность берется при 20°C и давлении в 1 атмосфере, что составляет 0,67•10<sup>-6</sup> Гг м<sup>-3</sup>.

Страны, использующие подход уровня 1 должны оценить переменные по конкретной стране, такие как глубина залегания основных угольных пластов для определения подлежащего использованию коэффициента выбросов. Так как содержание газа в угле с глубиной увеличивается, нижний предел диапазона выбирается для средней глубины <200 м, а для глубин >400 м подходит высшее значение. Для промежуточных глубин используются средние значения.

Для стран, использующих подход 2 уровня, коэффициенты выбросов по конкретному бассейну могут быть получены из данных по образцу вентиляционного воздуха или из количественного соотношения, учитывающего содержание газа в угольном пласте и в близлежащем пласте, подвергшемся процессу разработки, вместе с данными о количестве произведенного сырого угля. Для типичной оперативной деятельности в длинных забоях количество высвободившегося газа складывается из количества, высвобождающегося из добываемого угля, и из количества, высвобождающегося из слоев угля и других содержащих газ слоев на 150 м выше и на 50 м ниже разрабатываемого пласта. (*Руководящие указания по эффективной практике*, 2000 г.).

## ВЫБРОСЫ ПОСЛЕ ДОБЫЧИ

Для подхода уровня 1 коэффициенты выбросов после добычи приводятся ниже, вместе с методом оценки:

<p><b>УРАВНЕНИЕ 4.1.4</b></p> <p><b>УРОВЕНЬ 1: ОБЩИЙ СРЕДНИЙ МЕТОД – ВЫБРОСЫ ПОСЛЕ ДОБЫЧИ – ОТКРЫТАЯ РАЗРАБОТКА</b></p> <p><i>Выбросы метана = Коэффициент выброса метана • Подземная добыча угля • Коэффициент преобразования</i></p>
--

Где единицами являются:

- Выбросы метана (Гг год<sup>-1</sup>)
- Коэффициент выброса CH<sub>4</sub> (м<sup>3</sup> тонна<sup>-1</sup>)
- Подземная добыча угля (метрическая тонна<sup>-1</sup>)

- **Коэффициент выброса:**

- Низкий коэффициент выброса CH<sub>4</sub> = 0,9 м<sup>3</sup> тонна<sup>-1</sup>
- Средний коэффициент выброса CH<sub>4</sub> = 2,5 м<sup>3</sup> тонна<sup>-1</sup>
- Высокий коэффициент выброса CH<sub>4</sub> = 4,0 м<sup>3</sup> тонна<sup>-1</sup>

- **Коэффициент преобразования:**

• Представляет собой плотность CH<sub>4</sub> и преобразует количество CH<sub>4</sub> в массу CH<sub>4</sub>. Плотность берется при 20°C и давлении в 1 атмосфере, что составляет 0,67•10<sup>-6</sup> Гг м<sup>-3</sup>.

Методы уровня 2 для оценки выбросов после добычи учитывают содержание газа в угле «на месте». Измерения угля из подземной шахты, когда он оказывается на конвейере без предварительной дегазации, показывают, что 25-40 процентов газа «на месте» остается в угле (Williams и Saghafi, 1993). Для разработок, практикующих предварительный дренаж, количество газа в угле будет меньше, чем значение «на месте» на некоторое неизвестное значение. Для разработок без предварительного дренажа, но с наличием данных о содержании газа «на месте», коэффициент выброса после добычи можно принять равным 30 процентов от содержания газа «на месте». Для разработок с предварительным дренажом, используется коэффициент выброса равный 10 процентов от содержания газа «на месте».

Методы уровня 3 не считаются выполнимыми для операций после добычи.

## ВЫБРОСЫ ОТ ДРЕНИРОВАННОГО МЕТАНА

Метан, дренированный из действующих (или закрытых) подземных (или открытых) угольных разработок может быть выпущен прямо в атмосферу, регенерирован и использован или преобразован в CO<sub>2</sub> с помощью сжигания (горение или каталитическое окисление) без всякой утилизации. Способы учета дренированного метана варьируются, в зависимости от способа конечного использования метана.

*В общих чертах:*

- Уровень 1 представляет совокупную оценку выбросов с помощью коэффициентов выбросов. В общем, совсем не факт, что выбросы, связанные с дренированным метаном будут подходить для уровня 1. Предположительно, если метан подвергся дренажу, улучшенные данные позволят использовать методы уровня 2 или даже 3 для оценки выбросов. Однако уровень 1 включен в обсуждение ниже, в случае, если методы уровня 1 используются для оценки национальных выбросов там, где используются операции дренажа.
- Когда метан дренирован из угольного пласта в ходе разработки угля и последовательно сожжен или использован как энергоноситель, *эффективная практика* заключается в вычитании этого количества из общей оценки выбросов метана для уровней 1 и 2 (Уравнение 4.1.2). Данные о количестве метана, сожженного или использованного иным способом, должны получаться от операторов шахты с той же регулярностью измерений, что и для выбросов подземной шахты в целом.
- Для уровней 1 и 2, если метан дренирован и выпущен в атмосферу, а не использован, его следует пересчитать, так как в данном случае он уже учтен как часть оценок выбросов для этих подходов.
- Для уровня 3, метан, рекуперированный из дегазационных систем и выпущенный в атмосферу до добычи должен добавляться к количеству метана, высвобожденного вентиляционными системами для завершения общей оценки. В некоторых случаях, по причине конфиденциальности данных о дегазационных системах, может оказаться необходимым оценивать эффективность улавливания дегазационной системы, а потом вычитать известную редуцию для достижения чистых выбросов дегазационной системы.
- Все выбросы метана при дегазации угольного пласта, связанные с деятельностью по добыче угля должны учитываться за кадастровый год, в котором имели место выбросы и операции по рекуперации. Таким образом, общие выбросы из всех вентиляционных шахт и дегазационных операций, высвобожденные в атмосферу известны для каждого года, независимо от того, когда разрабатывался пласт, поскольку выбросы связаны с деятельностью по разработке. Это представляется как отход от предыдущих руководящих принципов, в которых дренированный метан учитывался за год, в котором разрабатывался угольный пласт.

*Если рекуперированный метан утилизируется в качестве энергоносителя:*

- Любые выбросы, происходящие от использования рекуперированного метана из угольной шахты в качестве энергоносителя должны учитываться на основании конечного использования, например, изучите главу 2 (Стационарное сжигание) тома «Энергетика», где метан использовался для получения энергии на стационарных источниках.
- Если рекуперированный метан из угольных шахт подается в систему газораспределения и используется так же, как природный газ, летучие выбросы распределяются по категориям источников масла и природного газа (Раздел 4.2).

*Если рекуперированный метан сжигается:*

- Когда метан просто сжигается, без использования энергии, например, в факеле или с помощью каталитического окисления до CO<sub>2</sub>, соответствующее производство CO<sub>2</sub> нужно добавлять к общим выбросам парниковых газов (выраженных в виде эквивалента CO<sub>2</sub>) от деятельности по разработке угля. Такие выбросы должны учитываться как показано в уравнении 4.1.5 ниже. Количество закиси азота и неметановых летучих органических соединений, выделившихся при сжигании в факеле будет малое по сравнению с общим количеством летучих выбросов и не требует оценки.

**УРАВНЕНИЕ 4.1.5**  
**ВЫБРОСЫ CO<sub>2</sub> И CH<sub>4</sub> ОТ ДРЕНИРОВАННОГО МЕТАНА, СОЖЖЕННОГО В ФАКЕЛЕ ИЛИ КАТАЛИТИЧЕСКИ ОКИСЛЕННОГО**

(а) *Выбросы CO<sub>2</sub> от сжигания CH<sub>4</sub> = 0,98 • Объем сожженного в факеле метана • Коэффициент преобразования • Стехиометрический коэффициент массы*  
 (а) *Выбросы недожженного метана = 0,02 • Объем сожженного в факеле метана • Коэффициент преобразования*

Где единицами являются:

- Выбросы CO<sub>2</sub> от сжигания метана (Гг год<sup>-1</sup>)
- Количество окисленного метана (м<sup>3</sup> год<sup>-1</sup>)
- Стехиометрический коэффициент массы - это отношение масс CO<sub>2</sub>, полученного от полного сжигания единицы массы метана и равно 2,75
- Примечание: Значение 0,98 представляет собой эффективность сжигания природного газа в факелах («Каталог методологий выбросов парниковых газов для нефтегазовой промышленности», Институт Нефти США, 2004)
- **Коэффициент преобразования:**
- Представляет собой плотность CH<sub>4</sub> и преобразует количество CH<sub>4</sub> в массу CH<sub>4</sub>. Плотность берется при 20°C и давлении в 1 атмосфере, что составляет 0.67 • 10<sup>-6</sup> Гг м<sup>-3</sup>.

### 4.1.3.3 ВЫБОР ДАННЫХ О ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Данные о деятельности, требующейся для уровней 1 и 2, являются данными о добытом угле-сырце. Если данные о производстве угля-сырца доступны, их следует использовать напрямую. Если уголь не направлялся в углеобогатительную фабрику или углемойку для обогащения с помощью удаления из него некоторых минеральных веществ, то производство угля-сырца равно количеству товарного угля. Если уголь обогащался, часть угля идет в отвал в размельченном виде, с высоким содержанием минеральных веществ. Количество отбракованного угля обычно составляет около 20 процентов от веса угля-сырца, но может варьироваться в зависимости от страны. В случае, если данные о деятельности доступны в виде данных о товарном угле, оценку следует делать на основании данных о количестве промытого угля. Производство угля-сырца оценивается увеличением количества товарного угля по потерям во время промывания.

Альтернативным подходом, который может оказаться более пригодным для шахт, уголь-сырец которых содержит камни из пола и откосов как взвешенная часть процесса экстракции, является использование данных о товарном угле, вместе с коэффициентами выбросов, соответствующими чистому углю, а не углю-сырцу. Это следует учитывать в кадастре.

Для методов подхода 3, данные о производстве угля не являются необходимыми, так как в наличии имеются данные реальных измерений выбросов. Однако *эффективная практика* заключается в сборе этих данных и отчетность по ним, для иллюстрации взаимосвязи, если она существует, между подземной добычей угля и реальными выбросами на ежегодной основе.

Следует добиваться от операторов разработок, использующих практику дренирования, высококачественных измерений дренированного дегазационными системами метана. Если детальные данные о степени дренирования отсутствуют, *эффективная практика* заключается в использовании данных об эффективности систем (например, об относительном количестве дренированного газа) или использовать для оценки диапазон (например, В 30-50 процентов, типичный для многих систем дегазации). Если доступны данные по соответствующим разработкам, их также можно использовать в качестве руководства. Следует поддерживать записи об общем количестве произведенного газа за прошлые годы: эти записи могут быть получены от соответствующих агентств или от отдельных разработок.

В случае, если прямые данные от операторов разработок о рекуперации и утилизации метана на угольных разработках отсутствуют, в качестве вспомогательных данных можно использовать данные о продажах газа. Если данные о продажах недоступны, альтернативой может стать оценка количества утилизированного метана, полученная из уже известных характеристик эффективности систем дренирования. Рекуперированным или утилизированным считается только метан, высвобожденный при



добыче угля. Такие выбросы следует учитывать как описано в разделе 4.2 главы 4 тома 2 «Летучие выбросы от нефти и природного газа» либо, если эти выбросы сжигаются, как описано в главе 2 тома 2 (Стационарное сжигание топлива).

#### 4.1.3.4 ПОЛНОТА ДЛЯ ПОДЗЕМНЫХ УГОЛЬНЫХ ШАХТ

Оценка выбросов от подземных шахт должны включать:

- Производство дренированного газа из систем дегазации
- Выбросы вентиляции
- Выбросы после добычи
- Оценка объема рекуперированного и утилизированного путем сжигания в факелах метана
- Закрытые подземные шахты (используйте раздел 4.1.5 в качестве методологического руководства)

Данные подкатегории источников включены в данное Руководство.

#### 4.1.3.5 ФОРМИРОВАНИЕ СОГЛАСОВАННОГО ВРЕМЕННОГО РЯДА

Исчерпывающие данные по каждой разработке (например, Уровень 3) могут быть получены для некоторых, но не для всех лет. Если по некоторому количеству разработок кардинальных изменений не происходило, выбросы за отсутствующие годы, в целом, могут быть оценены на их основе. Если по некоторому количеству разработок имели место изменения, данные по этим разработкам можно не использовать при экстраполяции и обрабатывать отдельно. Однако следует уделять внимание при пересчете, так как добытый уголь, сырой необработанный уголь и подразумеваемые зоны разработки имеют разные коэффициенты выбросов. Более того, на разработках может иметь место высокий уровень выбросов, не зависящий от выхода продукции.

Директивами кадастров рекомендуются выбросы метана при дегазации угольного пласта, связанные с деятельностью по добыче угля. Они должны учитываться за кадастровый год, в котором имели место выбросы и меры по рекуперации. Это является отклонением от предыдущих руководящих принципов, предполагающих, что выбросы метана или поглощения учитываются только за год, в котором производился уголь (например, скважины дегазации были полностью выработаны). Таким образом, если это осуществимо, пересчет данных за прошлые кадастровые годы весьма желателен для формирования согласованного временного ряда.

В случаях, когда составитель кадастра переходит с уровня 1 или 2 на использование метода уровня 3, может стать необходимостью расчет подразумеваемых коэффициентов выбросов за годы с данными измерений и применение данных коэффициентов выбросов к производству угля за год, для которого таковые данные отсутствуют. Важно оценивать, имели ли место серьезные изменения в оборудовании шахты во время промежуточного периода, так как это может дать неопределенность. Для шахт, которые остаются закрытыми с 1990 года, данные могут быть не архивированы, если компания уже прекратила свое существование. Такие шахты следует оценивать отдельно, если временные ряды корректируются для совместимости.

Для случаев, когда выбросы парниковых газов от действующих подземных шахт хорошо характеризованы и шахты перешли из состояния «действующих» в состояние «закрытых», следует проявлять осторожность, чтобы не допустить серьезных нарушений согласованности в записи об общих выбросах от добычи угля.

#### 4.1.3.6 ОЦЕНКА НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

##### НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫБРОСОВ

##### Коэффициенты выбросов для уровней 1 и 2

Основными источниками неопределенности для подхода уровня 1 являются два источника: Это:

- Применимость общих коэффициентов выбросов к отдельным странам
- Специфические неопределенности коэффициентов выбросов сами по себе

Неопределенности первого из вышеперечисленных источников довольно сложно квантифицируются, но могут быть значительными. Специфические неопределенности коэффициента выброса также сложно квантифицировать по причине их природной вариабельности, имеющей место в некоторых угольных регионах.

Для подхода уровня 2, применимы те же общие комментарии, хотя конкретные для бассейна данные снижают специфическую неопределенность коэффициента выброса в сравнении с подходом уровня 1. Касательно специфической неопределенности коэффициента выброса, в разделе «Экспертная оценка» *Руководящих указаний по эффективной практике (2000 г.)* предполагается значение как минимум  $\pm 50$  процентов.

В таблице 4.1.2 показаны неопределенности уровней 1 и 2, связанные с выбросами от подземной добычи угля. Неопределенности для этих уровней основываются на экспертной оценке.

ТАБЛИЦА 4.1.2 ОЦЕНКИ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ДЛЯ ПОДЗЕМНЫХ ШАХТ ДЛЯ ПОДХОДОВ УРОВНЯ 1 И УРОВНЯ 2		
Вероятные неопределенности коэффициентов выбросов метана из угольных шахт (Заключение экспертов – РУЭП 2000*)		
Метод	Добыча	Этап после добычи
Уровень 2	$\pm 50-75\%$	$\pm 50\%$
Уровень 1	Множитель, равный 2, более или менее	Множитель, равный 3, более или менее
* РУЭП 2000 - <i>Руководящие указания МГЭИК по эффективной практике</i> и учету факторов неопределенности в национальных кадастрах парниковых газов (2000 г.)		

### Уровень 3

Выбросы метана от подземных шахт имеют значительную природную вариабельность из-за колебаний объема выработки и дренажа газа. Например, количество газа, высвобожденного при разработке длинными забоями, может колебаться до удвоенного коэффициента за период существования длинного забоя. Частые измерения выбросов от подземной разработки могут учитывать такую вариабельность и также снижать исходную погрешность измерительных техник. Выбросы изменяются на протяжении года из-за колебаний количества производимого угля и соответствующего дренирования, *эффективная практика* заключается в сборе данных измерений настолько часто, насколько это разумно, предпочтительно раз в две недели или ежемесячно, для сглаживания эффекта этих колебаний. Ежедневные измерения обеспечат более высокое качество оценки. Продолжительный мониторинг выбросов представляет наивысший уровень мониторинга выбросов и используется в некоторых разработках длинными забоями.

Точечные измерения концентрации метана в вентиляционном воздухе имеют вероятную точность в  $\pm 20$  процентов, в зависимости от используемого оборудования. Данные о временных рядах или о повторяющихся измерениях сильно снизят неопределенность ежегодных выбросов до  $\pm 5$  процентов при продолжительном мониторинге, и до 10-15 процентов при мониторинге раз в две недели. Данные по вентиляционным воздушным потокам также обычно в известной степени точны ( $\pm 2$  процента). При комбинировании неточности измерений концентрации выбросов с погрешностями из-за расчетов и измерений мгновенного значения, полные выбросы для отдельной шахты могут быть выражены нижним значением 10 процентов или верхним значением 30 процентов (Mutmanky и Wang, 2000).

Точечные измерения концентрации метана в дренированном газе (из систем дегазации) имеют вероятную точность в  $\pm 2$  процентов вследствие высокой концентрации. Измерения следует производить с частотой, сравнимой с таковой для вентиляционного воздуха для получения представительной выборки. Измеренная скорость потока при дегазации зачастую составляет  $\pm 5$  процентов. Скорости потоков при дегазации, оцененные на основе продаж газа также имеют неопределенность как минимум  $\pm 5$  процентов из-за отклонений в качестве передаваемого по трубопроводу газа.

Для операций в одном длинном забое, при проведении постоянных или ежедневных измерений выбросов, точность среднемесячных или среднегодовых данных о выбросах составляет, вероятно,  $\pm 5$  процентов. Точность точечных измерений, проводимых каждые две недели, составляет  $\pm 10$  процентов, а с интервалами в три месяца  $+30$  процентов. Совокупные выбросы из шахт, основанные на наименее частом виде процедур измерений, уменьшат неопределенность, возникающую в результате колебаний в объеме произведенного газа. Однако в связи с тем, что в летучих выбросах часто доминируют выбросы только из небольшого числа шахт, трудно оценить степень этого улучшения.

Оценки неопределенностей для подземных шахт представлены в таблице 4.1.3.

**Таблица 4.1.2**  
**Оценки неопределенности для подземных угольных шахт для подхода уровня 3**

Источник	Детали	Неопределенность	Ссылка
Откачанный газ	Точечные измерения CH <sub>4</sub> для откачанного газа	± 2%	Заключение экспертов (РУЭП, 2000*)
	Потоки в системах дегазации	± 5%	Заключение экспертов (РУЭП, 2000)
Вентиляционный газ	Непрерывные или ежедневные измерения	± 5%	Заключение экспертов (РУЭП, 2000)
	Точечные измерения раз в 2 недели	± 10%	Mutmansky and Wang, 2000
	Точечные измерения раз в 3 месяца	± 30%	Mutmansky and Wang, 2000

\* РУЭП 2000 - *Руководящие указания МГЭИК по эффективной практике и учету факторов неопределенности в национальных кадастрах парниковых газов (2000 г.)*

### НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ В ДАННЫХ О ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Добыча угля: значения тоннажа, вероятно, известны до 1-2 процентов, однако, при отсутствии данных о сыром угле и при дальнейшем преобразовании из данных о производстве товарного угля, неопределенность будет возрастать примерно до +5 процентов. На данные также оказывает влияние содержание влаги, которое, как правило, присутствует на уровнях между 5-10 процентами и не может быть определено с большой точностью.

Кроме неопределенности в данных измерений, могут существовать также дополнительные неопределенности, вызываемые характером статистических баз данных, которые здесь не рассматриваются. В странах, где действуют как контролируемые, так и неконтролируемые шахты, неопределенность данных о деятельности может составлять +10 процентов.

## 4.1.4 Открытая добыча угля

Фундаментальное уравнение, предназначенное для оценки выбросов от открытой разработки показано в уравнении 4.1.6.

**УРАВНЕНИЕ 4.1.6**  
**ОБЩЕЕ УРАВНЕНИЕ, ПРЕДНАЗНАЧЕННОЕ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЛЕТУЧИХ ВЫБРОСОВ ПРИ ОТКРЫТОЙ ДОБЫЧЕ УГЛЯ**  
*Выбросы  $CH_4$  = Выбросы  $CH_4$  при открытой добыче + Выбросы  $CH_4$  после добычи*

### 4.1.4.1 ВЫБОР МЕТОДА

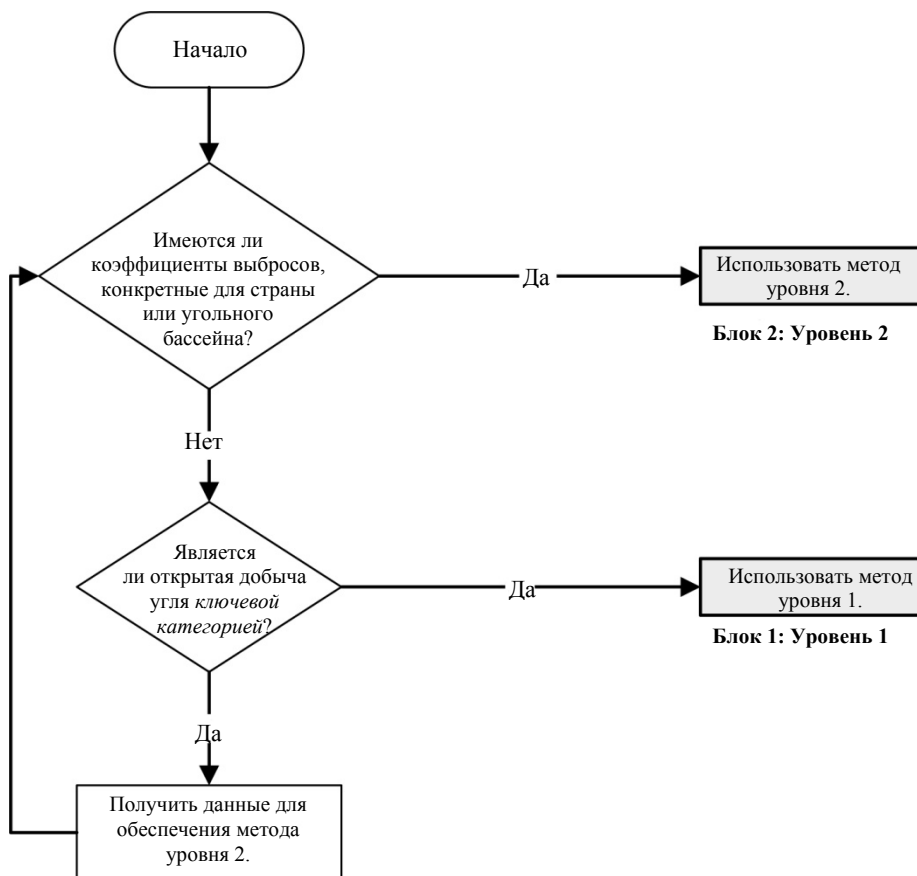
Собрать данные измерений уровня 3 по каждой отдельной шахте при добыче угля открытым способом практически невозможно. Альтернативный вариант заключается в сборе данных о добыче угля открытым способом и затем в применении коэффициентов выбросов. В странах, где добываются значительные количества угля, и имеется множество угольных бассейнов, точность оценки будет повышена путем разукрупнения данных до уровня бассейнов. Учитывая наличие неопределенности в основанных на добыче коэффициентах выбросов, приемлемую оценку для подхода уровня 1 можно получить, используя основанные на породовыборке коэффициенты выбросов из диапазона, указанного в настоящих руководящих принципах.

Как и при подземной разработке, прямые измерения выбросов после добычи неосуществимы, поэтому рекомендуется подход с использованием коэффициента выброса. Методы уровней 2 и 1 являются целесообразными для этого источника, для которого трудно получить более точные данные.

Окисление угля в атмосфере и образование  $CO_2$ , как это установлено, происходит на открытых разработках, но эти выбросы незначительны, особенно если принимать во внимание эффект реабилитации породных отвалов. Практика реабилитации, включающая покрытие отвалов почвенным слоем и revegetацию, призванную снизить кислородный цикл отходов и сильно уменьшить количество образующегося  $CO_2$ .

Неконтролируемое сжигание в отвалах породы является особенностью некоторых открытых разработок. Однако, эти выбросы, если они происходят, очень трудно поддаются квантификации и определить для них методологию невозможно.

Рисунок 4.1.2 Схема принятия решений для открытых угольных разработок



Примечание: См. главу 4 тома 1 «Методологический выбор и *ключевые категории*» (примечание к разделу 4.1.2 об ограниченных ресурсах) для определения *ключевых категорий* и использования схемы принятия решений.

#### 4.1.4.2 КОЭФФИЦИЕНТЫ ВЫБРОСОВ ДЛЯ ОТКРЫТОЙ ДОБЫЧИ

Хотя измерения выбросов метана в открытых разработках достаточно доступны, новесью затруднительны и в настоящее время не существует широко применяемых методов. Данные по содержанию газа «на месте» перед удалением вскрышных пород также недостаточны для многих операций открытой разработки.

Для уровня 1 коэффициенты выбросов вместе с методом оценки приводятся ниже, в уравнении 4.1.7.

**УРАВНЕНИЕ 4.1.7**  
**УРОВЕНЬ 1: ОБЩИЙ СРЕДНИЙ МЕТОД – ОТКРЫТЫЕ РАЗРАБОТКИ**  
*Выбросы метана = Коэффициент выброса метана • Подземная добыча угля • Коэффициент преобразования*

Где единицами являются:

Выбросы метана (Гг год<sup>-1</sup>)

Коэффициент выброса CH<sub>4</sub> (м<sup>3</sup> тонна<sup>-1</sup>)

Производство угля при открытой разработке (метрическая тонна<sup>-1</sup>)

**Коэффициенты выбросов:**

Низкий коэффициент выброса CH<sub>4</sub> = 0,3 м<sup>3</sup> тонна<sup>-1</sup>

Средний коэффициент выброса CH<sub>4</sub> = 1,2 м<sup>3</sup> тонна<sup>-1</sup>

Высокий коэффициент выброса CH<sub>4</sub> = 2,0 м<sup>3</sup> тонна<sup>-1</sup>

**Коэффициент преобразования:**

Представляет собой плотность  $\text{CH}_4$  и преобразует количество  $\text{CH}_4$  в массу  $\text{CH}_4$ . Плотность берется при  $20^\circ\text{C}$  и давлении в 1 атмосфере, что составляет  $0,67 \bullet 10^{-6} \text{ Гг м}^{-3}$ .

Для подхода уровня 1, *эффективная практика* заключается в использовании нижнего значения для отдельного диапазона коэффициентов для таких разработок со средней толщиной вскрышных пород как минимум 25 метров и высшего значения при толщине вскрышных пород более 50 метров. Для промежуточных глубин используются среднее значение коэффициентов выбросов. При отсутствии данных о толщине вскрышных пород, *эффективная практика* заключается в использовании среднего коэффициента выбросов, а именно  $1,2 \text{ м}^3/\text{тонна}$ .

Метод уровня 2 использует то же уравнение, что и уровень 1, но с детализацией по уровню угольного бассейна.

**ВЫБРОСЫ НА ЭТАПЕ ПОСЛЕ ДОБЫЧИ – ОТКРЫТАЯ РАЗРАБОТКА**

Для подхода уровня 1 выбросы после добычи можно оценить с помощью коэффициентов выбросов, приведенных для уравнения 4.1.8.

**УРАВНЕНИЕ 4.1.8**

**УРОВЕНЬ 1: ОБЩИЙ СРЕДНИЙ МЕТОД – ВЫБРОСЫ ПОСЛЕ ДОБЫЧИ – ОТКРЫТАЯ РАЗРАБОТКА**

*Выбросы метана = Коэффициент выброса  $\text{CH}_4$  • Открытая добыча угля • Коэффициент преобразования*

Где единицами являются:

Выбросы метана ( $\text{Гг год}^{-1}$ )

Коэффициент выброса  $\text{CH}_4$  ( $\text{м}^3 \text{ тонна}^{-1}$ )

Производство угля при открытой разработке (метрическая тонна<sup>-1</sup>)

**Коэффициент выброса:**

Низкий коэффициент выброса  $\text{CH}_4$  =  $0 \text{ м}^3 \text{ тонна}^{-1}$

Средний коэффициент выброса  $\text{CH}_4$  =  $0,1 \text{ м}^3 \text{ тонна}^{-1}$

Высокий коэффициент выброса  $\text{CH}_4$  =  $0,2 \text{ м}^3 \text{ тонна}^{-1}$

**Коэффициент преобразования:**

Представляет собой плотность  $\text{CH}_4$  и преобразует количество  $\text{CH}_4$  в массу  $\text{CH}_4$ . Плотность берется при  $20^\circ\text{C}$  и давлении в 1 атмосфере, что составляет  $0,67 \bullet 10^{-6} \text{ Гг м}^{-3}$ .

Средний коэффициент выбросов следует использовать, если нет конкретных для страны оснований, поддерживающих применение нижнего или верхнего коэффициента выбросов.

**4.1.4.3 ДАННЫЕ О ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

Для подземной добычи, данными о деятельности, требующимися для уровней 1 и 2 являются данными о добытом сыром угле. Комментарии, касающиеся данных о производстве угля, сделанные к уровням 1 и 2 для подземных шахт в разделе 4.1.3.3 также можно применить в отношении открытых разработок.

**4.1.4.4 ПОЛНОТА ДЛЯ ОТКРЫТЫХ РАЗРАБОТОК**

Оценка выбросов от открытых разработок должна включать:

- Выбросы при добыче угля, образующиеся при его размельчении и с поверхности пласта
- Выбросы после добычи
- Возгорание отходов на вскрышных отвалах

В настоящее время только первые два источника из вышеназванных принимаются во внимание. Существует также некоторое количество выбросов от низкотемпературного окисления, они признаются незначительными для данного источника.

#### 4.1.4.5 ФОРМИРОВАНИЕ СОГЛАСОВАННОГО ВРЕМЕННОГО РЯДА

Кадастровые данные по открытым разработкам за некоторые кадастровые годы могут отсутствовать. Если значительных изменений в количестве действующих открытых разработок не было, данные о выбросах за эти годы можно определить на основании данных о продукции. Если имели место изменения в количестве разработок, соответствующие шахты можно удалить из масштабирующей экстраполяции и учитывать отдельно. В случаях, если на новых месторождениях угля начались новые разработки, важно, чтобы выбросы, применимые к этим разработкам оценивались как разные характеристики каждого угольного бассейна по содержанию сопутствующего газа и уровня выбросов.

В случае использования на открытых разработках дегазации, все выбросы метана должны оцениваться и учитываться за кадастровый год, в котором имели место выбросы и меры по рекуперации.

#### 4.1.4.6 ОЦЕНКА НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ ВЫБРОСОВ

##### НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЬ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫБРОСОВ

Неопределенности выбросов от открытых разработок менее хорошо квантифицированы, чем таковые для подземных шахт. Короче говоря, источниками неопределенности являются те же, что и описанные в разделе 4.1.3.6 для подземных угольных шахт. Однако изменчивость коэффициентов выбросов для больших открытых разработок может предполагаться большей, чем для подземных угольных шахт, так как открытые разработки могут показать значительную изменчивость по территории разработки в результате местных геологических особенностей.

В таблице 4.1.4 приводятся неопределенности уровней 1 и 2, связанные с выбросами открытых разработок.

ТАБЛИЦА 4.1.4 ОЦЕНКИ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ ДЛЯ ОТКРЫТЫХ РАЗРАБОТОК ДЛЯ ПОДХОДОВ УРОВНЯ 1 И УРОВНЯ 2		
Вероятные неопределенности коэффициентов выбросов метана из открытых разработок (Экспертная оценка – РУЭП 2000*)		
Метод	Открытая добыча	Этап после добычи
Уровень 2	Множитель, равный 2, более или менее	± 50%
Уровень 1	Множитель, равный 3, более или менее	Множитель, равный 3, более или менее
* РУЭП 2000 - <i>Руководящие указания МГЭИК по эффективной практике и учету факторов неопределенности в национальных кадастрах парниковых газов (2000 г.)</i>		

##### НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЬ ДАННЫХ О ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Комментарии, касающиеся данных о подземных разработках в разделе 4.1.3.6 также можно применить в отношении открытых разработок.

#### 4.1.5 Закрытые подземные угольные шахты

Закрытые, либо заброшенные подземные шахты могут продолжать являться источниками выбросов парниковых газов некоторое время после закрытия или вывода из эксплуатации. Для целей кадастра выбросов, важным является классификация каждой шахты в одной и только в одной базе данных кадастра (например, действующая или закрытая).

Закрытые шахты появляются в данных руководящих принципах впервые, подходы уровней 1 и 2 описаны достаточно детально. Подходы уровней 1 и 2, представленные ниже, по большей части основываются на подходе, изначально разработанном USEPA (Franklin и др., 2004) и адаптированном для более глобальных целей. Предполагается, что данные по конкретной стране для закрытых шахт должны использоваться, в случае их существования.

Подход уровня 3 предоставляет большую гибкость при использовании данных по конкретной разработке. Методология уровня 3, изложенная ниже, была адаптирована на базе методологии США (Franklin и др.

2004; USEPA 2004). Прочие подходящие работы спонсировались Великобританией (Kershaw, 2005), и представляют собой другой пример подхода уровня 3.

#### 4.1.5.1 ВЫБОР МЕТОДА

Фундаментальное уравнение для оценки выбросов от закрытых подземных угольных шахт приведено в уравнении 4.1.9.

<p><b>УРАВНЕНИЕ 4.1.9</b>  <b>ОБЩЕЕ УРАВНЕНИЕ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЛЕТУЧИХ ВЫБРОСОВ ИЗ ЗАКРЫТЫХ ПОДЗЕМНЫХ УГОЛЬНЫХ ШАХТ</b></p> <p><i>Выбросы <math>CH_4</math> = Выбросы из закрытых шахт – выбросы рекуперированного <math>CH_4</math></i></p>
--

Формирование оценок выбросов из закрытых подземных угольных шахт требует исторических записей. На схеме 4.1.3 показана схема принятия решений, помогающая определить, какой уровень следует использовать.

##### Уровень 1 и 2

Два ключевых параметра используются для оценки выбросов для каждой из заброшенных шахт (или группы шахт), это время (в годах) с момента закрытия шахты, по отношению к кадастровому году и коэффициенту выбросов, с учетом наличия газа в шахте. Если это уместно и возможно, рекуперация метана на отдельных разработках может быть объединена для отдельных разработок в гибридном подходе уровней 2 и 3 (см. ниже).

- Уровень 2 объединяет конкретную для вида угля информацию и ограниченные интервалы для закрытых угольных шахт.
- Уровень 1 включает значения по умолчанию и более широкие временные интервалы.

Для подхода уровня 1, выбросы для данного кадастрового года могут быть оценены с помощью уравнения 4.1.10.

<p><b>УРАВНЕНИЕ 4.1.10</b>  <b>ПОДХОД УРОВНЯ 1 ДЛЯ ЗАКРЫТЫХ ПОДЗЕМНЫХ ШАХТ</b></p> <p><i>Выбросы метана = Количество закрытых угольных шахт, остающихся незатопленными • Степень газификации угольной шахты • Коэффициент выброса • Коэффициент преобразования</i></p>
--

Где единицами являются:

Выбросы метана ( $Гг\ год^{-1}$ )

Коэффициент выброса ( $м^3\ год^{-1}$ )

Примечание: коэффициент выбросов выражается в разных единицах в сравнении с определениями для подземных шахт и открытых разработок и для выбросов после добычи. Причиной этого являются иной метод оценки выбросов от закрытых шахт по сравнению подземными или открытыми разработками.

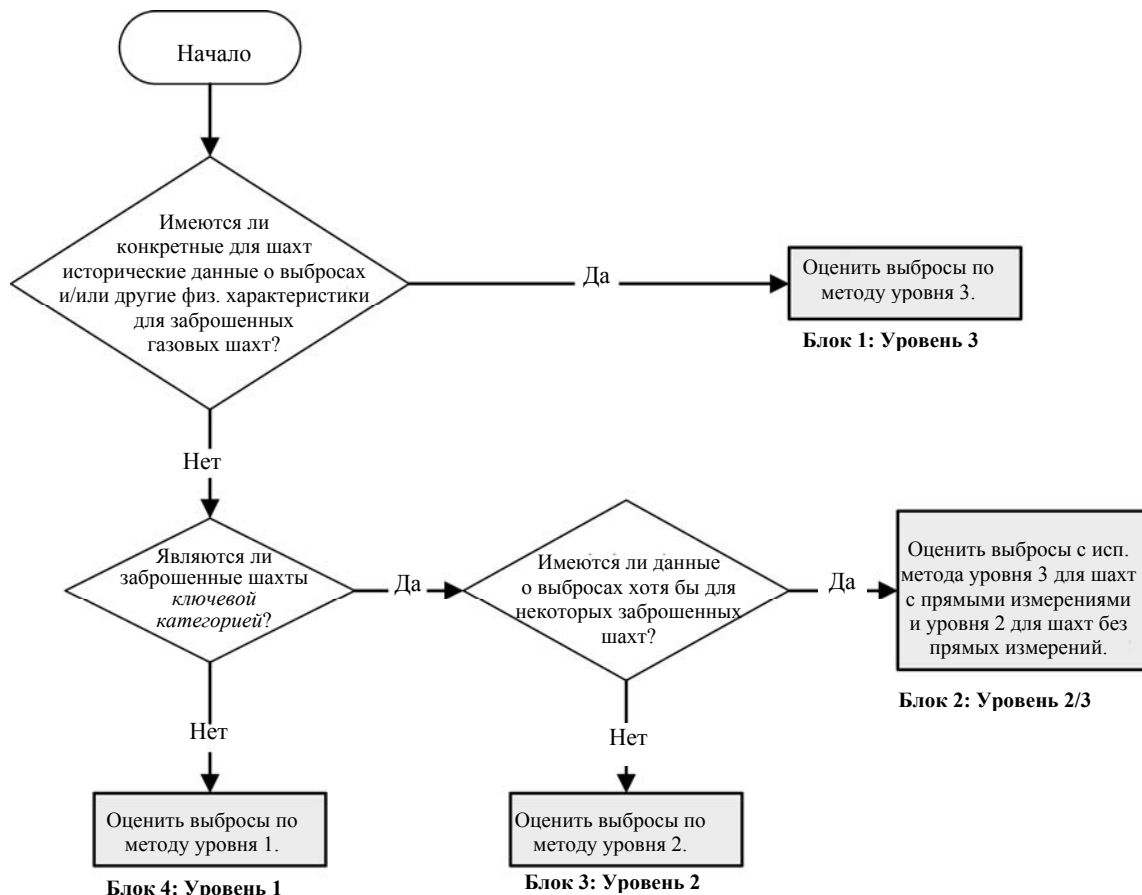
Это уравнение применимо к каждому временному интервалу и выбросы в каждом временном интервале складываются с расчетами общих выбросов.

##### Коэффициент преобразования:

Представляет собой плотность  $CH_4$  и преобразует количество  $CH_4$  в массу  $CH_4$ . Плотность берется при  $20^\circ C$  и давлении в 1 атмосфере, что составляет  $0,67 \cdot 10^{-6} Гг\ м^{-3}$ .



Рисунок 4.1.3 Схема принятия решений для закрытых подземных угольных шахт



Примечание: См. главу 4 тома 1 «Методологический выбор и *ключевые категории*» (примечание к разделу 4.1.2 об ограниченных ресурсах) для определения ключевых категорий и использования схемы принятия решений.

### Уровень 3

Подходы уровня 3 (Franklin и др., 2004 и Kershaw, 2005) требуют информацию о конкретной разработке, таких как выбросы от вентиляции действующих шахт, характеристик разрабатываемых угольных пластов, размера и глубины разработки и условий в закрытой шахте (например, гидрологический статус, затопливается или затоплено и вентилируется или закупорено). Каждая страна может создать свои собственные профили выбросов закрытых шахт как функцию времени (также известную как кривые падения выбросов), основанные на известных конкретных для бассейна или национальных условий характеристиках угля, либо использовать более универсальные диаграммы, основанные на типе угля или возможности измерений в комбинации с математическими методами моделирования. Если на закрытой разработке использовались проекты рекуперации метана, данные об этих проектах считаются доступными. Конкретная для шахт методология уровня 3 уместна для расчета выбросов от разработок, которые связаны с проектами по рекуперации метана и могут быть объединены как часть гибридного подхода для национальных кадастров уровня 2.

В целом, процесс составления национального кадастра выбросов метана из закрытых шахт (АММ) с помощью уровня 3 состоит из следующих этапов:

1. Создание базы газосодержащих закрытых угольных шахт.
2. Определение ключевых факторов, влияющих на выбросы метана: гидрологический статус (затопление), коэффициент проницаемости шахты (закупорена или вентилируется) и время, истекшее с момента закрытия.
3. Создание конкретных для шахты или бассейна кривых падения уровня выбросов или эквивалентных моделей.
4. Проверка математических моделей с помощью программы эксплуатационных измерений.
5. Расчет национального кадастра выбросов для каждого года.
6. Корректировка вследствие снижения выбросов по причине рекуперации и утилизации метана.
7. Определение суммарного количества выбросов.

**Гибридные подходы**

Комбинация методологий разных уровней может использоваться для отражения лучшей доступности данных для различных исторических периодов. Например, для данной страны, выбросы от шахт, закрытых в далеком прошлом, могут оказаться необходимым при использовании подхода уровня 1. Для той же страны, может быть возможным определение выбросов от шахт, закрытых позднее с помощью методов уровней 2 и 3, если доступны более точные данные.

**Полностью затопленные шахты**

*Эффективная практика* заключается в включении шахт, о которых точно известно, что они полностью затоплены, в базы данных и другие записи, используемые при разработке кадастра, однако их следует считать источниками нулевых выбросов, так как выбросы от таких шахт незначительны.

**Снижение выбросов по причине рекуперации и утилизации метана.**

В некоторых случаях, метан из закрытых или заброшенных шахт может регенерироваться и утилизироваться, либо сжигаться в факелах. Рекуперация метана из закрытых шахт в целом подразумевает насосное откачивание, которое увеличивает, либо «ускоряет» количество рекуперированного метана выше того уровня, когда откачка не используется.

При использовании конкретного для шахты подхода (уровень 3), при котором для оценки выбросов используются кривые падения выбросов или модели, если снижение выбросов меньше, чем проектируемые выбросы и на разработке не проводилось рекуперации за данный год, тогда снижения выбросов от рекуперации и утилизации должны вычитаться из проектируемых выбросов при получении общего количества выбросов. Если рекуперированный и утилизированный метан за данный год превышает выбросы происшедшие без использования рекуперация, то общее количество выбросов от данной разработки за этот год считается равными нулю

Если метод уровня 3 не используется (как отдельно, так и в комбинации с уровнем 2), общее количество рекуперированного и утилизированного метана из закрытых шахт следует вычитать из кадастра общего количества выбросов из закрытых шахт, согласно уравнению 4.1.9, зарегистрированные выбросы не менее нуля. Метод уровня 3 следует использовать когда соответствующие данные имеются в наличии.

**4.1.5.2 ВЫБОР КОЭФФИЦИЕНТОВ ВЫБРОСОВ****Уровень 1: Общий средний подход уровня - закрытые подземные шахты**

Подход уровня 1 для определения выбросов из закрытых подземных шахт описан ниже, по сути, он основывается на методе, разработанном USEPA (Franklin и др. , 2004). Он включает в себя коэффициент для учета той части шахт, которые, при активной добыче угля в прошлом, были признаны газосодержащими. Таким образом, эта методология основывается на общем количестве закрытых угольных шахт, откорректированном для части признанных газосодержащими шахт, как показано ниже. Выбросы из закрытых шахт, признанных негасосодержащими при активной разработке угля в прошлом, признаются незначительными. В методологии США, определение газосодержащих шахт подразумевает угольные разработки, которые, когда были активны, имели среднее ежегодное количество вентиляционных выбросов, превышающее пределы от 2 800 до 14 000 кубических метров в день ( $m^3/d$ ), или от 0.7 до 3.4 Гг в год.

Уровень 1 – подход для закрытых подземных угольных шахт состоит в следующем:

1. Определить примерно время (годовой интервал), прошедшее от следующего годового интервала, когда угольная разработка стала закрытой.
  - a. 1901 – 1925
  - b. 1926 – 1950
  - c. 1951 – 1975
  - d. 1976 – 2000
  - e. 2001 – настоящее время
2. Если это применимо, можно использовать несколько интервалов. Рекомендуется оценивать количество газосодержащих шахт, закрытых в течение временного интервала, с помощью наименьших временных интервалов, основанных на имеющихся данных. В идеале, для более поздних периодов, временные интервалы уменьшаются (например, интервалы в десять лет до 1990; годовые интервалы после 1990). Информацию о разных группах угольных шахт, закрытых в

течение разных периодов времени следует учитывать, поскольку множество периодов времени можно скомбинировать для подхода уровня 1.

3. Оценить общее количество закрытых шахт за каждый период с 1901 года, оставшихся незатопленными. Если сведений о степени затопления нет, *эффективная практика* заключается в предположении того, что 100 процентов шахт остались незатопленными. Для целей оценки количества закрытых шахт, не следует учитывать поисково-разведочные раскопки и разработки с использованием ручных тележек, размером всего в несколько акров.
4. Определить процент угольных шахт, которые следует рассматривать как газосодержащие на момент закрытия. Основываясь на выбранных выше временных интервалах, выбрать оцененный процент газосодержащих угольных шахт из списка высоких и низких значений, приведенного в таблице 4.1.5. Фактически, оценка может колебаться от 0 до 100 процентов. При выборе перечисленных в таблице 4.1.5 нижних и верхних значений по умолчанию, стране следует учитывать все доступные исторические данные, могущие содействовать расчету процента газосодержащих шахт, таких как тип угля, содержание газа и глубина разработки. Страны с зарегистрированными газосодержащими разработками (например, взрывами метана или газовыми выбросами) должны выбирать высокие значения по умолчанию для начала века. Для периода с 1926 по 1975 годы страны, в которых шахты относительно глубоки и в них использовалось гидравлическое оборудование, должны выбирать высокое значение по умолчанию. Страны с глубокими длиннозабойными разработками или с признаками загазованности должны выбирать высокие значения для временных периодов после 1975 года. Низкий диапазон значений по умолчанию может быть уместен для данных временных интервалов для отдельных регионов, угольных бассейнов, на основании геологических условий или известных практик разработки.
5. За рассматриваемый кадастровый год (с 1990 и по настоящее время), выбирать подходящие коэффициенты выбросов из таблицы 4.1.6. Например, для шахт, закрытых в период с 1901 по 1925 года для кадастрового 2005 года, коэффициент выброса должен составлять 0,256 миллионов м<sup>3</sup> метана для каждой шахты.
6. Рассчитать с помощью уравнения 4.1.10 общее количество выбросов метана для каждого временного периода вплоть до рассматриваемого кадастрового года.
7. Просуммировать выбросы по каждому временному интервалу с целью получения общего количества выбросов от закрытых шахт для каждого кадастрового года.

<b>ТАБЛИЦА 4.1.5</b>		
<b>УРОВЕНЬ 1 – ЗАКРЫТЫЕ ПОДЗЕМНЫЕ ШАХТЫ</b>		
<b>ЗНАЧЕНИЯ ПО УМОЛЧАНИЮ – ПРОЦЕНТ ЗАГАЗОВАННЫХ УГОЛЬНЫХ ШАХТ</b>		
<b>Временной интервал</b>	<b>Нижнее</b>	<b>Верхнее</b>
1900-1925	0%	10%
1926-1950	3%	50%
1950-1976	5%	75%
1976-2000	8%	100%
2001-Настоящее время	9%	100%

ТАБЛИЦА 4.1.6 УРОВЕНЬ 1 – ЗАКРЫТЫЕ ПОДЗЕМНЫЕ ШАХТЫ КОЭФФИЦИЕНТ ВЫБРОСОВ, МИЛЛИОН М <sup>3</sup> МЕТАНА / ШАХТА					
Год кадастра	Интервал закрытия шахт				
	1901 – 1925	1926 – 1950	1951 - 1975	1976 – 2000	2001 – Настоящее время
1990	0,281	0,343	0,478	1,561	NA
1991	0,279	0,340	0,469	1,334	NA
1992	0,277	0,336	0,461	1,183	NA
1993	0,275	0,333	0,453	1,072	NA
1994	0,273	0,330	0,446	0,988	NA
1995	0,272	0,327	0,439	0,921	NA
1996	0,270	0,324	0,432	0,865	NA
1997	0,268	0,322	0,425	0,818	NA
1998	0,267	0,319	0,419	0,778	NA
1999	0,265	0,316	0,413	0,743	NA
2000	0,264	0,314	0,408	0,713	NA
2001	0,262	0,311	0,402	0,686	5,735
2002	0,261	0,308	0,397	0,661	2,397
2003	0,259	0,306	0,392	0,639	1,762
2004	0,258	0,304	0,387	0,620	1,454
2005	0,256	0,301	0,382	0,601	1,265
2006	0,255	0,299	0,378	0,585	1,133
2007	0,253	0,297	0,373	0,569	1,035
2008	0,252	0,295	0,369	0,555	0,959
2009	0,251	0,293	0,365	0,542	0,896
2010	0,249	0,290	0,361	0,529	0,845
2011	0,248	0,288	0,357	0,518	0,801
2012	0,247	0,286	0,353	0,507	0,763
2013	0,246	0,284	0,350	0,496	0,730
2014	0,244	0,283	0,346	0,487	0,701
2015	0,243	0,281	0,343	0,478	0,675
2016	0,242	0,279	0,340	0,469	0,652

Так как закрытые подземные шахты включены впервые, в таблице 4.1.7 приводится пример расчетов.

ТАБЛИЦА 4.1.7 УРОВЕНЬ 1 – ЗАКРЫТЫЕ ПОДЗЕМНЫЕ ШАХТЫ Пример расчетов						
	Интервал закрытия шахт					Итого для 2005 кадастр. года.
	1901 – 1925	1926 – 1950	1951 - 1975	1976 – 2000	2001 – Наст. время	
Число закрытых шахт за промежуток времени	20	15	10	5	1	
Доля загазованных шахт	0,1	0,5	0,75	1,0	1,0	
Коэффициент выбросов для кадастрового года, 2005 (из таблицы 4.1.6)	0,256	0,301	0,382	0,601	1,265	
Общее количество выбросов (Гг СН <sub>4</sub> в год из уравн. 4.1.10)	0,34	1,51	1,92	2,07	0,85	6,64

**Уровень 2 – Подход, конкретный для страны или бассейна**

Подход уровня 2 для расчета количества выбросов метана от закрытых шахт соответствует такому же подходу уровня 1, но объединяет данные, конкретные для страны или бассейна. Методология представленная ниже, предназначена для утилизации конкретных для страны или бассейна данных там, где это возможно (например, для выбросов из действующих шахт до закрытия, для конкретных для бассейна параметров для коэффициентов выбросов и т.д.).

В некоторых случаях, для этих значений используются предоставленные параметры по умолчанию, но их следует использовать только если отсутствуют данные, конкретные для бассейна или от страны.

Выбросы для данного кадастрового года рассчитываются с помощью уравнения 4.1

**УРАВНЕНИЕ 4.1.11**

**ПОДХОД УРОВНЯ 2 ДЛЯ ЗАКРЫТЫХ ПОДЗЕМНЫХ ШАХТ БЕЗ РЕКУПЕРАЦИИ И УТИЛИЗАЦИИ  
МЕТАНА**

*Выбросы метана = Количество закрытых угольных шахт, остающихся незатопленными •  
Процент газосодержащих шахт • Среднее количество выбросов • Коэффициент выбросов  
• Коэффициент преобразования*

Где единицами являются:

Выбросы метана (Гг год<sup>-1</sup>)

Интенсивность выбросов (м<sup>3</sup> год<sup>-1</sup>)

Коэффициент выброса (безразмерный, см. уравнение 4.1.11)

**Коэффициент преобразования:**

Представляет собой плотность CH<sub>4</sub> и преобразует количество CH<sub>4</sub> в массу CH<sub>4</sub>. Плотность берется при 20°C и давлении в 1 атмосфере, что составляет 0.67•10<sup>-6</sup> Гг м<sup>-3</sup>.

Если отдельные разработки абсолютно полностью затоплены, их выбросы можно считать равными нулю. Снижение выбросов метана вследствие проектов рекуперации с утилизацией или сжиганием в факелах на закрытых разработках следует вычитать из оценки выбросов. Для каждого из этих случаев, рекомендуется использовать гибрид подходов уровней 2-3 для объединения такой конкретной для шахты информации (смотрите рассмотрение проектов рекуперации и утилизации метана на закрытых разработках, разделы 4.1.5.1 и 4.1.5.3).

Главными этапами для подхода уровня 2 для закрытых подземных угольных шахт являются следующие:

- Определить приблизительный временный интервал со значительным количеством случаев закрытия газосодержащих шахт. Если это применимо, можно использовать несколько интервалов. Рекомендуется оценивать количество газосодержащих шахт, закрытых в течение временного интервала, с помощью наименьших временных интервалов, основанных на имеющихся данных. В идеале, для более поздних периодов, временные интервалы будут уменьшаться (например, интервалы в десять лет до 1990; ежегодные интервалы с 1990).
- Оценить общее количество закрытых шахт, оставшихся незатопленными за каждый временной интервал. Если нет информации о степени затопления закрытых шахт, используйте предположение о том, что 100 процентов шахт остаются незатопленными.
- Определить количество (или процент) угольных шахт, которые следует рассматривать как газосодержащие на момент закрытия шахты.
- Для каждого временного интервала определите среднюю интенсивность выбросов. Если конкретных для страны или бассейна данных в наличии нет, то из таблицы 4.1.8 можно выбрать верхние и нижние значения выбросов для действующих шахт до их закрытия.
- Для каждого временного интервала рассчитать соответствующие коэффициенты выбросов с помощью уравнения 4.1.12, основанные на разнице в годах между оценочными данными для закрытых шахт и годом кадастра выбросов. Следует отметить, что значения уравнения коэффициента выбросов по умолчанию, приводятся в таблице 4.1.9, но эти значения по умолчанию следует использовать только при отсутствии конкретной для страны или бассейна информации.
- Рассчитать выбросы для каждого временного интервала используя уравнение 4.1.11.
- Просуммировать выбросы по каждому временному интервалу с целью получения общего количества выбросов от закрытых шахт для каждого кадастрового года.

ТАБЛИЦА 4.1.8 УРОВЕНЬ 2 – ЗАКРЫТЫЕ ПОДЗЕМНЫЕ УГОЛЬНЫЕ ШАХТЫ ЗНАЧЕНИЯ ПО УМОЛЧАНИЮ ДЛЯ ВЫБРОСОВ ИЗ ДЕЙСТВУЮЩИХ ШАХТ ДО ЗАКРЫТИЯ	
Параметр	Выбросы, миллион м <sup>3</sup> /год
Нижний	1,3
Верхний	38,8

**УРАВНЕНИЕ 4.1.12**  
**УРОВЕНЬ 2 – КОЭФФИЦИЕНТ ВЫБРОСОВ ДЛЯ ЗАКРЫТЫХ ПОДЗЕМНЫХ УГОЛЬНЫХ ШАХТ**  
*КОЭФФИЦИЕНТ ВЫБРОСОВ = (1 + AT)<sup>b</sup>*

Где:

*a* и *b* - константы, определяющие кривую падения. Конкретные для страны или бассейна значения используются везде, где это возможно. Значения по умолчанию приводятся ниже, в таблице 4.1.9.

*T* = количество лет, прошедших с момента закрытия (разница между средней точкой временного интервала и кадастровым годом) и до кадастрового года.

Отдельный коэффициент выбросов должен быть рассчитан для каждого выбранного временного интервала. Коэффициент выброса является безразмерным.

ТАБЛИЦА 4.1.9 КОЭФФИЦИЕНТЫ ДЛЯ УРОВНЯ 2 – ЗАКРЫТЫЕ ПОДЗЕМНЫЕ УГОЛЬНЫЕ ШАХТЫ		
Тип угля	<i>A</i>	<i>b</i>
Антрацит	1,72	-0,58
Битуминозный	3,72	-0,42
Полубитуминозный	0,27	-1,00

### Уровень 3 – Подход, конкретный для шахты

Уровень 3 предоставляет большую гибкость. Выбросы, измеренные напрямую, где это возможно, могут использоваться на месте оценки и расчетов. Для оценки выбросов временных рядов могут использоваться модели вместе с данными измерений. Каждая страна может создать свои собственные кривые падения или другие характеристики, основанные на измерениях, известных конкретных для бассейна характеристиках угля и/или гидрологические модели. Уравнение 4.1.13 описывает один возможный подход.

**УРАВНЕНИЕ 4.1.13**  
**ПРИМЕР ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УРОВНЯ 3 ДЛЯ РАСЧЕТА ВЫБРОСОВ – ЗАКРЫТЫЕ ПОДЗЕМНЫЕ ШАХТЫ**  
*Выбросы метана = (Интенсивность выбросов на момент закрытия • Коэффициент выбросов • Коэффициент преобразования) – Снижения выбросов метана вследствие рекуперации и утилизации*

Где единицами являются:

Выбросы метана (Гг год<sup>-1</sup>)

Интенсивность выбросов на момент закрытия (м<sup>3</sup> год<sup>-1</sup>)

Коэффициент выброса (безразмерный, см. Franklin и др., 2004)

**Коэффициент преобразования:**

Представляет собой плотность CH<sub>4</sub> и преобразует количество CH<sub>4</sub> в массу CH<sub>4</sub>. Плотность берется при 20°C и давлении в 1 атмосферу, что составляет 0,67 • 10<sup>-6</sup> Гг м<sup>-3</sup>.

Основными этапами методологии уровня 3 являются:

- Определить базу данных по закрытию шахт с соответствующей геологической и гидрологической информацией и приблизительными датами закрытия (когда вся вентиляция действующей шахты прекращается) последовательно для всех шахт в кадастре страны.
- Оценить выбросы на основе измеренных выбросов и/или модели выбросов. Можно использовать за основу среднюю интенсивность выбросов на момент закрытия шахты, определенную последней измеренной интенсивностью выбросов (или, что предпочтительнее, несколькими измерениями, сделанными за год до закрытия) или оценить резервы метана подверженного высвобождению.
- Если актуальных измерений для данной шахты не проводилось, выбросы можно рассчитать с помощью соответствующей кривой падения или моделирующего подхода для открытых вентилируемых разработок, закупоренных разработок, либо затопленных шахт. Использовать выбранное уравнение падения или моделирующий подход для шахт и количество лет между закрытием и годом кадастра для расчета выбросов или соответствующего коэффициента выбросов для каждой шахты.
- Просуммировать выбросы от закрытых шахт для составления ежегодного кадастра.

#### 4.1.5.3 ВЫБОР ДАННЫХ О ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Оценка выбросов из закрытых шахт требует скорее исторических данных, чем данных о текущей деятельности. Для уровня 1, эксперты страны должны оценить количество шахт, закрытых на протяжении временного интервала из таблицы 4.1.5, на основе исторических данных, доступных от соответствующих национальных и международных агентств или региональных экспертов.

Для уровня 2 требуется общее количество закрытых шахт и временной период их закрытия. Эти данные могут быть получены от соответствующих национальных агентств, государственных органов, местных органов или компаний, работающих в области угольной промышленности. Если в стране существует более одного угольного региона или бассейна, данные по производству и выбросам могут быть детализованы по региону. Экспертная оценка и статистический анализ можно использовать для оценки выбросов вентиляции или специфических выбросов на основе измерений на ограниченном количестве шахт (см. Franklin и др. (2004)).

Для уровня 3, выбросы от закрытых угольных шахт следует основывать на детальных данных о характеристиках, данных о закрытии и географическом местоположении отдельных разработок. При отсутствии прямых измерений на закрытых разработках, коэффициенты выбросов уровня 3 могут основываться на конкретных для шахты данных о выбросах, включая исторические данные о выбросах от систем дегазации и вентиляции на тот момент, когда шахта была действующей (см. Franklin и др., 2004)

#### СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ ВСЛЕДСТВИЕ РЕКУПЕРАЦИИ МЕТАНА НА ЗАКРЫТЫХ ШАХТАХ

Те закрытые шахты, на которых практиковалась рекуперация и утилизация метана, либо сжигание его в факелах, должны учитываться с помощью сравнения количеств рекуперированного и утилизированного метана с количеством метана, высвобожденным естественным путем. Метод учета рекуперированного на закрытых угольных разработках метана описан в разделе 4.1.5.1.

Выбросы CO<sub>2</sub>, происходящие при сжигании метана на закрытых разработках при осуществлении проектов рекуперации и утилизации должны включаться в оценку энергетического сектора по статье утилизации, либо по статье выбросов от сжигания в факелах на закрытых разработках. Для того, чтобы сделать оценку, данные о проектах по рекуперации или производстве метана должны открыто публиковаться соответствующими государственными органами, в зависимости от конечного использования. Эта информация может существовать в виде измеренных продаж газа и часто публикуется открыто в нефтяной и газовой индустрии, либо в государственных базах данных. Дополнительно, от 3 до 8 процентов метана на закрытых разработках как правило не документируются, этот метан используется в качестве топлива при компрессии газа. Реальный процент использованного метана зависит от эффективности компрессионного оборудования. Выбросы от такого энергетического использования должны фиксироваться по главе 2 (Стационарное сжигание топлива) тома 2. Для проектов рекуперации метана из закрытых шахт в целях использования его для генерирования электричества, может использовать, если это возможно, данные о скоростях стока и коэффициент компрессии. Если открытые данные точно отражают количество произведенного электричества, для определения уровня расхода топлива может использоваться скорость нагрева или эффективность генераторов электричества.

#### 4.1.5.4 ПОЛНОТА

Оценки выбросов от закрытых подземных шахт должны включать все выбросы закрытых шахт. До недавнего времени, методов оценки этих выбросов не существовало. *Эффективная практика* заключается в регистрации данных о закрытии шахт и о методах закупорки. Данные о размере и глубине таких разработок могут оказаться полезными для последующих оценок.

#### 4.1.5.5 ФОРМИРОВАНИЕ СОГЛАСОВАННОГО ВРЕМЕННОГО РЯДА

Маловероятно, что исчерпывающие данные по каждой разработке за все годы (уровень 3) будут иметься в наличии. Поэтому, для того, чтобы подготовить кадастры с помощью гибрида как уровней 2 - 3, так и уровней 1 или 2, для оценки лет, для которых отсутствуют полные данные, может потребоваться количество закрытых шахт.

Данными руководящими принципами рекомендуется выбросы метана, связанные с закрытыми разработками, учитывать за кадастровый год, в котором имели место выбросы и меры по рекуперации.

Для ситуаций, когда выбросы парниковых газов от действующих подземных шахт хорошо характеризованы и шахты перешли от состояния действующих в состоянии закрытых, следует собирать данные о выбросах от действующих шахт (в течение года, в котором разработка была закрыта). Особое внимание следует уделять переводу шахт в кадастре из статьи действующих шахт в статью закрытых, во избежание двойного учета или пропусков.

#### 4.1.5.6 ОЦЕНКА НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

##### УРОВЕНЬ 1

Основные причины неопределенности, связанной с методологией уровня 1, включают в себя следующее:

- *Глобальную природу коэффициентов выбросов.* Диапазон неопределенности этих коэффициентов выбросов намеренно высок для того, чтобы учесть неопределенность определения параметров, таких, как размер шахты, ее глубина и вид угля.
- *Время закрытия.* Так как выбросы от закрытых шахт сильно зависят от времени, выбор единственного интервала, наилучшим образом представляющего данные о закрытии для всех шахт очень важен при оценке количества выбросов.
- *Данные о деятельности.* Как количество газосодержащих шахт, так и количество производимого на них угля сильно зависят от страны. Неопределенность будет определена доступностью исторических данных о разработке и сведений о добыче.

Совокупный диапазон неопределенности, связанной с оценкой выбросов с помощью уровня 1 будет зависеть от рассмотренных выше факторов. Реальные выбросы, вероятно, находятся в диапазоне от трети до тройного оцененного количества выбросов.

##### УРОВЕНЬ 2

Основные причины неопределенности, связанной с методологией уровня 2, включают в себя следующее:

- *Конкретные для страны или бассейна коэффициенты выбросов.* Неопределенность связана с коэффициентом выбросов изменяющим уравнение для каждого типа угля. Эта неопределенность является функцией естественной изменчивости содержания газа, параметров адсорбции и проницаемости данного типа угля.
- Количество шахт, на которых добывается данный тип угля.
- Количество закрытых за это время шахт.
- Процент газосодержащих шахт как функция времени.

Совокупная оценка неопределенности, связанной с оценкой выбросов с помощью уровня 2 зависит от диапазона неопределенности, связанной каждым из этих факторов. Эти параметры должны быть определены для уровня 1 более подробно. Таким образом, совокупные фактические выбросы скорее всего будут находиться в диапазоне от половины до удвоенного оцененного значения.



### УРОВЕНЬ 3

Первостепенными неопределенностями, связанными с кадастрами выбросов, составленными с применением методологии уровня 3 включают следующее:

- Интенсивность выбросов активной шахты
- Уравнение кривой падения или моделирующий подход, описывающие функцию в связи с параметрами адсорбции, содержанием газа в угле, размером шахты и проницаемостью угля.
- Гидрологический статус закрытой шахты (затоплена или затопляется) и состояние (закупорена или вентилируется).

Методология уровня 3 имеет меньшую неопределенность, чем уровень 1 и 2, так как кадастр выбросов базируется либо на прямых измерениях, либо на конкретной для шахты информации, включая активную интенсивность выбросов и даты закрытия шахты. Хотя диапазон неопределенности, связанной с оценками выбросов из отдельных шахт может быть большим ( $\pm 50$  процентов), суммирование диапазона неопределенности достаточного количества выбросов отдельных шахт обычно снижает диапазон неопределенности конечного кадастра, посредством центральной предельной теоремы (Murtha, 2002), дающей независимые неопределенности. Данный предполагаемый диапазон некоторого количества закрытых шахт в разных странах, общая неопределенность, связанная с методологией уровня 3 для закрытых шахт может варьироваться в пределах от  $\pm 20$  процентов для стран с большим количеством закрытых шахт до  $\pm 30$  процентов для стран с меньшим количеством закрытых шахт, выбросы которых включаются в кадастр.

Можно использовать комбинацию различных уровней. Например выбросы из шахт, закрытых в первой половине двадцатого века можно определить с помощью метода уровня 1, в то время как выбросы из шахт, закрытых после 1950 года могут определяться с помощью метода уровня 2. Каждый из методов уровней 1 и 2 имеет собственное распределение неопределенности. Важно правильно суммировать эти распределения для того, чтобы приблизиться к нужному диапазону неопределенности для финального кадастра выбросов.

## 4.1.6 Полнота для угольных разработок

Остается три пробела при составлении полного кадастра летучих выбросов при добыче угля. Существуют заброшенные открытые разработки, на которых имеет место неконтролируемое сжигание и  $\text{CO}_2$  в сопутствующем газе.

### ЗАБРОШЕННЫЕ ОТКРЫТЫЕ РАЗРАБОТКИ

После закрытия, выбросы от заброшенных открытых разработок могут включать в себя следующее:

- Откосы угольного карьера
- Утечка со дна карьера
- Низкотемпературное окисление
- Неконтролируемое сжигание

В настоящее время, исчерпывающие методы оценки этих выбросов были разработаны и потому не включены в данные руководящие принципы. Они остаются предметом дальнейших исследований.

### ВЫБРОСЫ ОТ НЕКОНТРОЛИРУЕМОГО СЖИГАНИЯ И ГОРЕНИЯ НА УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Так как выбросы от этого источника могут быть значительными для отдельной угольной разработки, вопрос об их значительности для отдельной страны не разъяснен. В некоторых странах, где такие виды горения широко распространены, выбросы могут быть очень значительными. На настоящее время не существует точных методов систематических измерений или точно оценки таких данных о деятельности, однако, если у стран имеются данные о количестве сожженного угля, количество  $\text{CO}_2$  следует оценивать на основе содержания углерода в угле и отнести к соответствующей подкатегории 1.B.1.b. Отметим, что в данном документе мы рассматриваем только неконтролируемое сжигание вследствие деятельности по разведке угля. Следует быть внимательным во избежание двойного счета в оценке выбросов  $\text{CH}_4$  и низкого окисления  $\text{CO}_2$ .

## **СО<sub>2</sub> В ГАЗЕ УГОЛЬНОЙ ШАХТЫ**

Страны, владеющие данными о СО<sub>2</sub> на своих угольных шахтах должны включать их в подкатегорию, используемую для соответствующих выбросов метана.

### **4.1.7 Обеспечение качества/контроль качества (ОК/КК) кадастра**

#### **4.1.7.1 КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА И ДОКУМЕНТАЦИЯ**

##### **КОЭФФИЦИЕНТЫ ВЫБРОСОВ**

- **Контроль качества**

- а) Уровень 1: Пересмотр национальных условий и документирование обоснования для выбранных отдельных значений.
- б) Уровень 2: Проверка уравнений и расчетов, используемых для определения коэффициента выбросов, а также обеспечение соответствия образцов утвержденным протоколам, в целях достижения репрезентативности и единообразия условий
- в) Уровень 3: Работа с операторами разработок для обеспечения качества данных о системах дегазации. Отдельные функционирующие шахты должны уже обладать процедурами ОК/КК для мониторинга выбросов вентиляции.

- **Документация**

Предоставить прозрачную информацию об этапах расчета коэффициентов выбросов или измерений выбросов, включая количества и источники для всех собранных данных.

##### **ДАННЫЕ О ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

- **Контроль качества**

Описание методов сбора данных о деятельности, включая оценку областей, нуждающихся в улучшении.

- **Документация**

- а) Исчерпывающее описание методов, использованных при сборе данных о деятельности.
- б) Рассмотрение потенциальных областей смещения данных, включая обсуждение репрезентативности характеристик для страны.

##### **ОБЗОР СОСТАВИТЕЛЯ КАДАСТРА (ОК)**

Составитель кадастра должен быть уверен, что для расчета выбросов от добычи угля использованы подходящие методологии, включая использование наиболее подходящих уровней для данной страны, принимая во внимание на *ключевые категории* страны, а также доступность данных. Составитель кадастра должен быть уверен, что использованы подходящие коэффициенты выбросов. Для действующих подземных и открытых разработок, должны использоваться наиболее доступные данные о деятельности в соответствии с используемым уровнем, в особенности количество рекуперированного и утилизированного метана, везде, где это возможно. Для закрытых шахт, составитель должен убедиться, что использована наиболее точная из доступной историческая информация.

##### **КК СОСТАВИТЕЛЯ КАДАСТРА ПРИ СБОРЕ НАЦИОНАЛЬНЫХ ДАННЫХ О ВЫБРОСАХ**

Методы, которые составитель кадастра может использовать для проведения контроля качества национального кадастра могут включать, например, следующие:

- Обратный расчет национальных и региональных коэффициентов выбросов из данных измерений уровня 3, где это применимо
- Обеспечение репрезентативности коэффициентов выбросов для страны (для уровней 1 и 2)

- Проверка, что все шахты учтены.
- Сравнение с национальными тенденциями для выявления аномалий

## ВНЕШНИЕ СИСТЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ КАЧЕСТВА КАДАСТРА (ОК/КК)

Составителю кадастра следует организовывать независимое объективное исследование расчетов, предположений и документации, относящихся к кадастру выбросов, с целью оценки эффективности программы КК. Независимое исследование должно проводиться экспертами, которые обладают знаниями о категории источников и которые хорошо знакомы с требованиями к составлению кадастра.

### 4.1.7.2 ОТЧЕТНОСТЬ И ДОКУМЕНТАЦИЯ

*Эффективная практика* заключается в документировании и архивировании всей информации, требуемой для выполнения оценок в рамках национального кадастра выбросов, как изложено в главе 8 тома 1 настоящих *Руководящих принципов МГЭИК 2006 г.*

Тем не менее, в кадастр должны быть включены краткие описания использованных методов и ссылки на источник данных с тем, чтобы сообщаемые в отчете оценки выбросов были прозрачными и можно было бы проследить за всеми этапами их расчетов. Однако для обеспечения прозрачности должна быть предоставлена следующая информация:

- Выбросы СН<sub>4</sub> и СО<sub>2</sub> (по мере применимости) из подземных шахт, открытых карьеров и на этапе после добычи; метод, использованный для каждой подкатегории источников; количество действующих шахт в каждой подкатегории источников и причины для выбора конкретных КВ (например, глубина добычи, данные о содержании газа, находящегося на месте, и т.д.). Количество откачанного газа и степень любого его уменьшения или утилизации с одновременным описанием, по мере целесообразности, использованной для этого технологии.
- Данные о деятельности: указать, при наличии данных, количество и вид добытого угля, добыт ли уголь из подземных шахт или из поверхностного пласта, перечислить количества сырого и товарного угля.
- В случаях возникновения вопроса о конфиденциальности, название конкретной шахты указывать необязательно. В большинстве стран существует более трех шахт, и поэтому нельзя рассчитать в обратном направлении на основе оценочных значений выбросов конкретные для той или иной шахты количества добытого угля.

Очень важно, чтобы в процессе перехода шахт из «действующих» в «закрытые» каждая шахта была учтена в национальном кадастре один и только один раз.

## 4.2 ЛЕТУЧИЕ ВЫБРОСЫ ИЗ СИСТЕМ НЕФТИ И ПРИРОДНОГО ГАЗА

Летучие выбросы от систем снабжения нефтью и природным газом учитываются по подкатегории сектора энергетики 1.В.2 МГЭИК. Для отчетных целей, данная подкатегория подразделена как показано в таблице 4.2.1. Основное разделение проведено между системами снабжения нефтью и природным газом, каждая из которых подразделена согласно первичному типу источника выбросов, а именно: Выпуск, сжигание в факелах и все другие типы летучих выбросов. Последние категории далее подразделяются на различные части (сегменты) систем распределения природного газа или нефти согласно виду деятельности.

Широко применяемый термин летучие выбросы здесь подразумевает все парниковые газы, высвобождающиеся из систем распределения нефти и газа, кроме распределения с целью сжигания в качестве топлива. Системы распределения нефти и газа включают в себя всю инфраструктуру, необходимую для производства, сбора, обработки или очистки и доставки природного газа и нефтепродуктов на рынок. Системы начинаются с устья скважины или нефтяного либо газового источника, и заканчиваются финальной торговой точкой продажи потребителю. Исключаемыми из данной категории выбросами являются:

- Сжигание топлива при производстве полезного тепла или энергии на стационарных или мобильных источниках (см. главы 2 и 3 тома «Энергетика»).

- Выбросы от проектов улавливания и хранения углерода, оборудование для транспортировки и удаления кислотных газов из нефти и газа путем впрыскивания безопасные подземные пласты, или транспорт, закачка и секвестирование CO<sub>2</sub> в рамках повышения нефтеотдачи пластов (ПНП), повышения газоотдачи (ПГП) или проектов рекуперации метана угольных пластов (РМУП) (см. главу 5 тома «Энергетика» о системах улавливания и хранения углекислого газа).
- Летучие выбросы промышленных объектов иных, чем газовое и нефтяное оборудование, или связанных с конечным использованием нефтепродуктов и газа в ином, чем нефтяное или газовое оборудование (см. том «Промышленные процессы и использование продуктов»).
- Летучие выбросы от деятельности по удалению отходов, происходящие вне газовой и нефтяной промышленности (см. том «Отходы»).

Летучие выбросы от производства нефти и газа с применением проектов ПНП, ПГП и РМУП являются частью категории 1.В.2.

При определении летучих выбросов систем распределения нефти и природного газа может оказаться необходимым, главным образом в области производства и переработки, применять большую детализацию, чем показано в таблице 4.2.1 для учета местных факторов, влияющих на количество выбросов (например, пластовые условия, требования к переработке/обработке, проектирование и эксплуатации оборудования, возраст отрасли, доступ к рынку, нормативные требования и уровня регулятивного правоприменения), и учета изменений в уровнях деятельности по прохождению различных частей системы. Процентный вклад каждой категории таблицы 4.2.1 в общее количество летучих выбросов в секторе газа и нефти может колебаться согласно условиям страны и количеству импортированных и экспортированных нефти и газа. Обычно, деятельность по производству и обработке имеет тенденцию к более высоким количествам летучих выбросов в проценте выработки чем деятельность по транспортировке. Некоторые примеры потенциального распределения летучих выбросов по подкатегориям приводятся в компендиуме API (2004).

## 4.2.1 Общий обзор и описание источников

Источники летучих выбросов от газовых и нефтяных систем включают, но не ограничиваются, протечки оборудования, потери от испарения, вентиляцию, сжигание в факелах, инсинерацию и случайные высвобождения (например, повреждение труб при землекопных работах, выбросы из скважин и проливы). Хотя некоторые из этих источников выбросов являются умышленными или преднамеренными (например, емкости, уплотнители и процесс вентиляции и системы сжигания в факелах), и поэтому сравнительно хорошо описаны, количество и состав выбросов, как правило, сопряжены с существенной неопределенностью. Вот почему, в частности, при ограниченном использовании измерительных систем в таких случаях, и там, где измерительные системы используются, зачастую невозможно учесть широкий диапазон потоков и изменений состава. Даже если некоторые из этих потерь или потоков отслеживаются как часть рутинных производственных процедур учета, часто наличествует несогласованность мероприятий в вопросе о том, получать ли суммы по инженерным расчетам или измерениям. В этой главе делается попытка указать точный тип источника летучих выбросов, также обсуждается, как применять только один термин для источников летучих выбросов при обсуждении этих выбросов или источников на более высоком, более агрегированном уровне.

Потоки, содержащие чистый или концентрированный CO<sub>2</sub> могут появляться на нефтеобрабатывающем оборудовании, где CO<sub>2</sub> инжектируется в нефтяные резервуары для ПНП, РМУП или ПГП. Также они могут появиться на оборудовании для переработки газа, очистки нефти и обогащения топочного мазута в качестве побочного продукта очистки газа для соответствия требованиям рынка или спецификациям для топливного газа, и на НПЗ и обогатителях топочного мазута в качестве побочного продукта производства водорода. Там, где CO<sub>2</sub> используется в качестве субпродукта, он, как правило, выбрасывается в атмосферу, закачивается в соответствующие подземные породы для удаления или используется в проектах ПНП. Летучие выбросы CO<sub>2</sub> этих потоков должны учитываться в соответствующих подкатегориях 1.В.2. Летучие выбросы CO<sub>2</sub> при улавливании CO<sub>2</sub> должны учитываться в той промышленности, где происходит улавливание, а летучие выбросы CO<sub>2</sub> от деятельности по транспортировке, закачке и хранению должны учитываться отдельно по категории 1.С (см. главу 5).

ПНП – это регенерация нефти из резервуара посредством иных способов, чем естественное давление резервуара. Этот процесс может начаться после процесса вторичной добычи или в любой момент времени срока рентабельной эксплуатации нефтяного резервуара. Обычно ПНП дает увеличенное количество нефти из резервуара в сравнении с методами, использующими естественное давление или только выкачивание. Тремя основными типами усовершенствованной добычи нефти являются:

химическое заводнение (щелочное заводнение или мицелиально-полимерное заводнение), смешивающее вытеснение (закачка CO<sub>2</sub> или углеводородов) и термическая добыча (нагнетание пара или сжигание на месте)

<b>Таблица 4.2.1</b> <b>ДЕТАЛЬНАЯ РАЗБИВКА ВЫБРОСОВ В РЕЗУЛЬТАТЕ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И ПРИРОДНОГО ГАЗА ПО СЕКТОРАМ</b>		
<b>Код МГЭИК</b>	<b>Наименование сектора</b>	<b>Пояснение</b>
1 В 2	<i>Нефть и природный газ</i>	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.
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	<i>Разведка</i>	Летучие выбросы (исключая удаление газа и сжигание в факелах) от бурения скважин для нефти, тестирования бурильных колонн и завершения работ скважин.

<b>ТАБЛИЦА 4.2.1 (ПРОДОЛЖЕНИЕ)</b>		
<b>ДЕТАЛЬНАЯ РАЗБИВКА ВЫБРОСОВ В РЕЗУЛЬТАТЕ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И ПРИРОДНОГО ГАЗА ПО СЕКТОРАМ</b>		
<b>Код МГЭИК</b>	<b>Наименование сектора</b>	<b>Пояснение</b>
1 В 2 а iii 2	<i>Добыча и повышение качества</i>	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	<i>Транспорт</i>	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	<i>Перегонка</i>	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.
1 В 2 а iii 5	<i>Распределение нефтепродуктов</i>	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	<i>Прочее</i>	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.

ТАБЛИЦА 4.2.1 (ПРОДОЛЖЕНИЕ)		
ДЕТАЛЬНАЯ РАЗБИВКА ВЫБРОСОВ В РЕЗУЛЬТАТЕ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И ПРИРОДНОГО ГАЗА ПО СЕКТОРАМ		
Код МГЭИК	Наименование сектора	Пояснение
1 В 2 b ii	Сжигание в факелах	Выбросы при сжигании в факелах природного газа и отходящего газа/испарений на газовых объектах.
1 В 2 b 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.
1В 2 b iii 1	Разведка	Летучие выбросы (исключая удаление газа и сжигание в факелах) от бурения газовых скважин, тестирования бурительных колонн и завершения работы скважин.
1ВВ 2 b 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 избавлению от попутной воды и кислых газов.
1 В 2 b iii 3	Переработка	Летучие выбросы (исключая удаление газа и сжигание в факелах) от установок по переработке газа.
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.б.iii.3). Летучие выбросы, относящиеся к транспортировке жидкостей природного газа должны учитываться в категории 1.В.2.а.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, поврежденных трубопроводов или окапывания.
1 В 3	<i>Другие выбросы от производства энергии</i>	Летучие выбросы при получении геотермальной энергии и других энергопреобразований, не включенные в 1.В.1 или 1.В.2.

## 4.2.2 Методологические вопросы

Летучие выбросы являются прямым источником парниковых газов вследствие высвобождения метана (CH<sub>4</sub>) и формации углекислого газа (CO<sub>2</sub>) (т.е. CO<sub>2</sub> из добытой нефти и газе, когда они покидают пласт), плюс некоторое количество CO<sub>2</sub> и закиси азота (N<sub>2</sub>O) от деятельности по непродуктивному сжиганию (в первую очередь сжиганию попутного газа в факелах). Как это делалось для сжигания топлива (см. главу 1 этого тома), выбросы CO<sub>2</sub> рассчитываются с помощью уровня 1 при предположении, что все углеводороды полностью окислены. Если имеется информация о частичном окислении, это следует принимать в расчет при использовании более высоких уровней.

Вентиляция охватывает все запланированные или преднамеренные сбросы отходящих газовых потоков и субпродуктов процесса в атмосферу, сбросов включая аварийные сбросы. Эти выбросы могут случаться либо постоянно, либо иногда и могут включать следующее:

- Использование сжатого природного газа вместо сжатого воздуха в качестве вещества-посредника для пневматических устройств (например, насосов для впрыскивания химреагентов, стартовых двигателей для двигателей компрессора и регулирующих контуров инструментов).
- Спуск давления и удаление не отвечающих техническим условиям продуктов при нарушении технологических параметров.
- Очистка и продувка, связанная с деятельностью по техобслуживанию и соединениям трубопроводов.
- Удаление потоков отбросного газа из нефти и процессов очистки газа (например, отбросного газа из дистилляционных колонн для гликолевой осушки, с верха деэмульсионных очистительных установок и стабилизационной колонны).
- Высвобождение газа при деятельности по выбуриванию, опробованию скважин и чистке трубопровода скребками.
- Удаление отбросного попутного газа на объектах нефтедобычи и газа из буровых скважины сырой нефти, где не производится консервация и обратное нагнетание газа.
- Выбросы растворенного в нефти газа из резервуаров для хранения нефти, потери при испарении из коллекторов, сепараторов по стандарту API, устройств пневматической флотации, хвостохранилищ и резервуаров и формаций биогаза из хвостохранилищ.
- Отвод CO<sub>2</sub>, извлеченного из добытого природного газа или полученного в результате побочного продукта.

Некоторые или все выходящие газы могут быть уловлены для хранения или утилизации. В этом случае, кадастр выбросов выходящих газов должен включать только общее количество выбросов в атмосферу.

Сжигание в факелах означает все сжигание отходов природного газа и жидких углеводородов в факелах или муфелях в целях их устранения вместо производства полезного тепла и энергии. Решение о выпуске или сжигании в факелах сильно зависит от количества газа, подлежащего удалению и от особых обстоятельств (например, от общества, вопросов безопасности и защиты окружающей среды а также от нормативных требований). Как правило, отбросный газ выпускается в том случае, если он не является токсичным и не обладает запахом, но даже в этом случае он часто сжигается в факелах. Сжигание в факелах наиболее популярно на производственных, обрабатывающих, обогащающих и очищающих производствах. Объемы отбросного газа обычно выпускаются с помощью систем транспорта газа и могут быть либо выпущены, либо сожжены в факелах в системах распределения газа, в зависимости от обстоятельств и от политики компании. Иногда топливный газ может быть использован для обогащения потоков отбросного газа; это поддерживает стабильность сжигания в факелах. Топливный газ также может использоваться для других целей, там, где в итоге он выпускается либо сжигается, а именно пластовой или продувочный газ и как вспомогательный газ для действующих на основе газа устройств (например, для инструментальных контроллеров). Выбросы это этих видов использования топлива следует относить к соответствующим категориям выпуска и сжигания в факелах 1.A (Деятельность по сжиганию топлива).

Образование CO<sub>2</sub>, удаленного из природного газа осветляющими установками на газоперерабатывающих заводах и высвобожденного в атмосферу, относится к летучим выбросам и должно учитываться в подкатегории 1.B.2.b.i. CO<sub>2</sub>, получаемый при производстве водорода на нефтеперерабатывающих заводах и установках для обогащения сырой нефти/битума, следует относить к подкатегории 1.B.2.a.i. Следует внимательно следить за тем, чтобы сырье для водородных установок в таких случаях не учитывалось еще и как топливо.

К сожалению, зачастую трудно дать точную количественную оценку летучим выбросам из систем нефти и природного газа. Это в значительной степени объясняется разнообразием данной промышленности, большим количеством и разнообразием потенциальных источников выбросов, очень разными уровнями контроля над выбросами и ограниченностью имеющихся данных об источниках выбросов. Основные проблемы при оценке выбросов заключаются в следующем:

- Использование простых, основанных на производстве коэффициентов выбросов ведет к возникновению значительных неопределенностей;
- Применение строгих восходящих подходов требует знаний специалистов и подробных данных, получение которых может быть трудным и дорогостоящим;



- Программы измерений требуют для своего осуществления много времени и больших денежных затрат.

Если выбран строгий восходящий подход, *эффективная практика* заключается в привлечении к составлению кадастра технических представителей этой промышленности.

#### 4.2.2.1 ВЫБОР МЕТОДА, СХЕМЫ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ, УРОВНИ

Существуют три методологических уровня для определения летучих выбросов из нефтегазовых систем, как указано в разделе 4.2.2.2. *Эффективная практика* заключается в том, чтобы разделять деятельность на основные категории и подкатегории в нефтяной и газовой промышленности (см. таблицу 4.2.2 в разделе 4.2.2.2), а затем оценивать выбросы отдельно для каждой из них. Методологический уровень применяемый к каждому сегменту должен быть соответствующим количеству выбросов и доступным ресурсам. Следовательно, можно применять различные методологические уровни для различных категорий и подкатегорий, и, возможно, даже включать фактические данные измерений выбросов или результаты мониторинга для некоторых более крупных источников. Общий подход, с течением времени, должен служить одним из постепенных уточнений для областей с наибольшей неопределенностью и значением, и показателем результативности мер контроля.

На рисунке 4.2.1 представлена общая схема принятия решений для выбора подходящего подхода для данного сегмента национальной газовой индустрии. Схема принятия решений должна применяться последовательно к каждой подкатегории для систем снабжения природным газом (например, переработка газа, далее – перекачивание газа, далее – распределение газа). Основной процесс принятия решений:

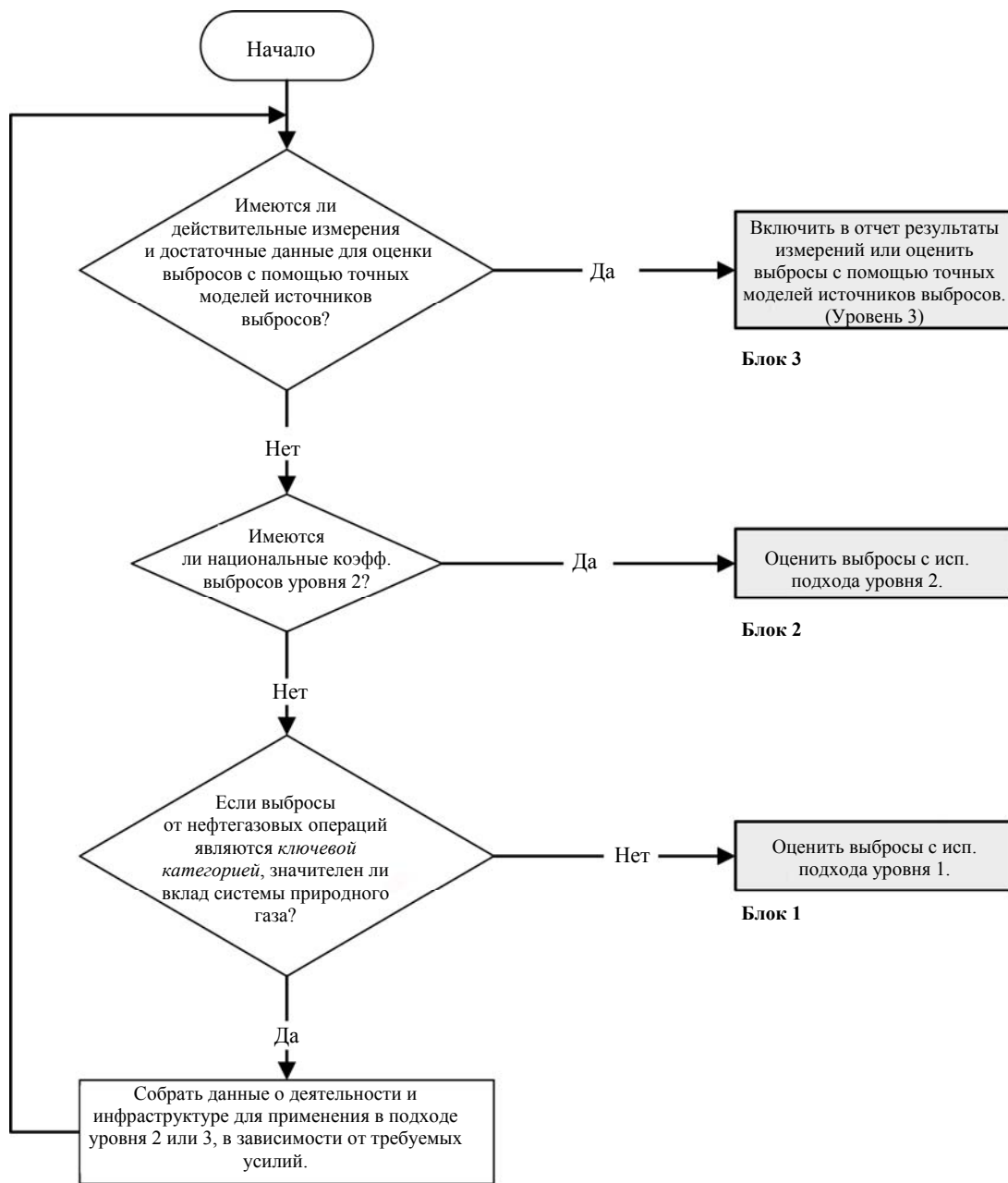
- проверьте, легко ли доступны нужные для применения подхода уровня 3 подробные данные, и если да, то примените подход уровня 3 (т.е., независимо от того, является ли категория и подкатегория ключевой), в противном случае, если этих данных не являются легкодоступными:
- проверьте, легко ли доступны нужные для применения подхода уровня 2 подробные данные, и если да, то примените подход уровня 2, в противном случае, если этих данных не являются легкодоступными:
- выясните, является ли категория ключевой и является ли соответствующая подкатегория значимой с помощью определений ключевых категорий и значимости МГЭИК, и если да, то вернитесь и соберите данные, необходимые для применения подходов уровня 2 или 3, иначе, если подкатегория не является значимой:
- примените подход уровня 1.

Способность использовать подход уровня 3 будет зависеть от наличия подробной статистики производства и данных об инфраструктуре (например, информации о количестве и типах объектов и о количестве и типа оборудования, используемого на каждом участке), и может оказаться невозможным применять его при любых обстоятельствах. Подход уровня 1 является наипростейшим методом в применении, но он чувствителен к серьезным неопределенностям и может легко дать погрешность порядка величины или более. По этой причине, его следует использовать только как последнее средство. Если подход уровня 3 используется в одном году, а результаты используются для разработки коэффициентов выбросов с помощью уровня 2 для использования в другие годы, применяемой методологией должна представляться в виде методологии уровня 2 для этих других лет.

Аналогично, рисунки 4.2.2 и 4.2.3 применяются для производства неочищенной нефти и транспортным системам и, соответственно, к установкам для обогащения нефти и для нефтепереработки.

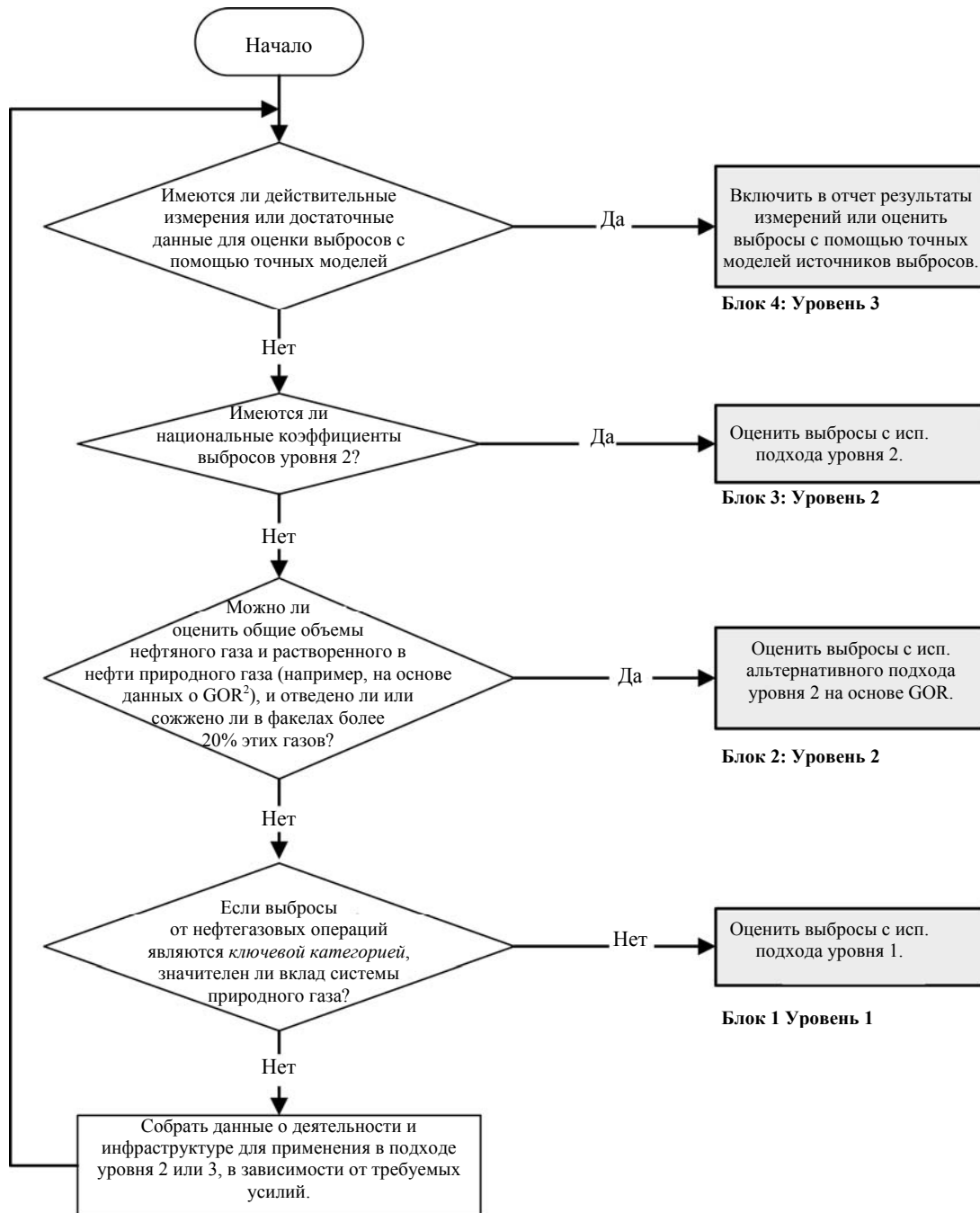
Если страна обладает оценками летучих выбросов из нефте- и газораспределительных систем на основе оценок, зарегистрированных для отдельных нефтяных и газовых компаний, это может быть подход либо уровня 2, либо уровня 3, в зависимости от фактических подходов, применяемых отдельными компаниями и объектами. В обоих случаях, следует внимательно следить за тем, чтобы не происходило упущений и двойного счета выбросов.

Рисунок 4.2.1 Схема принятия решений для систем природного газа



Примечание: См. главу 4 тома 1 «Методологический выбор и ключевые категории» (примечание к разделу 4.1.2 об ограниченных ресурсах) для определения ключевых категорий и использования схемы принятия решений.

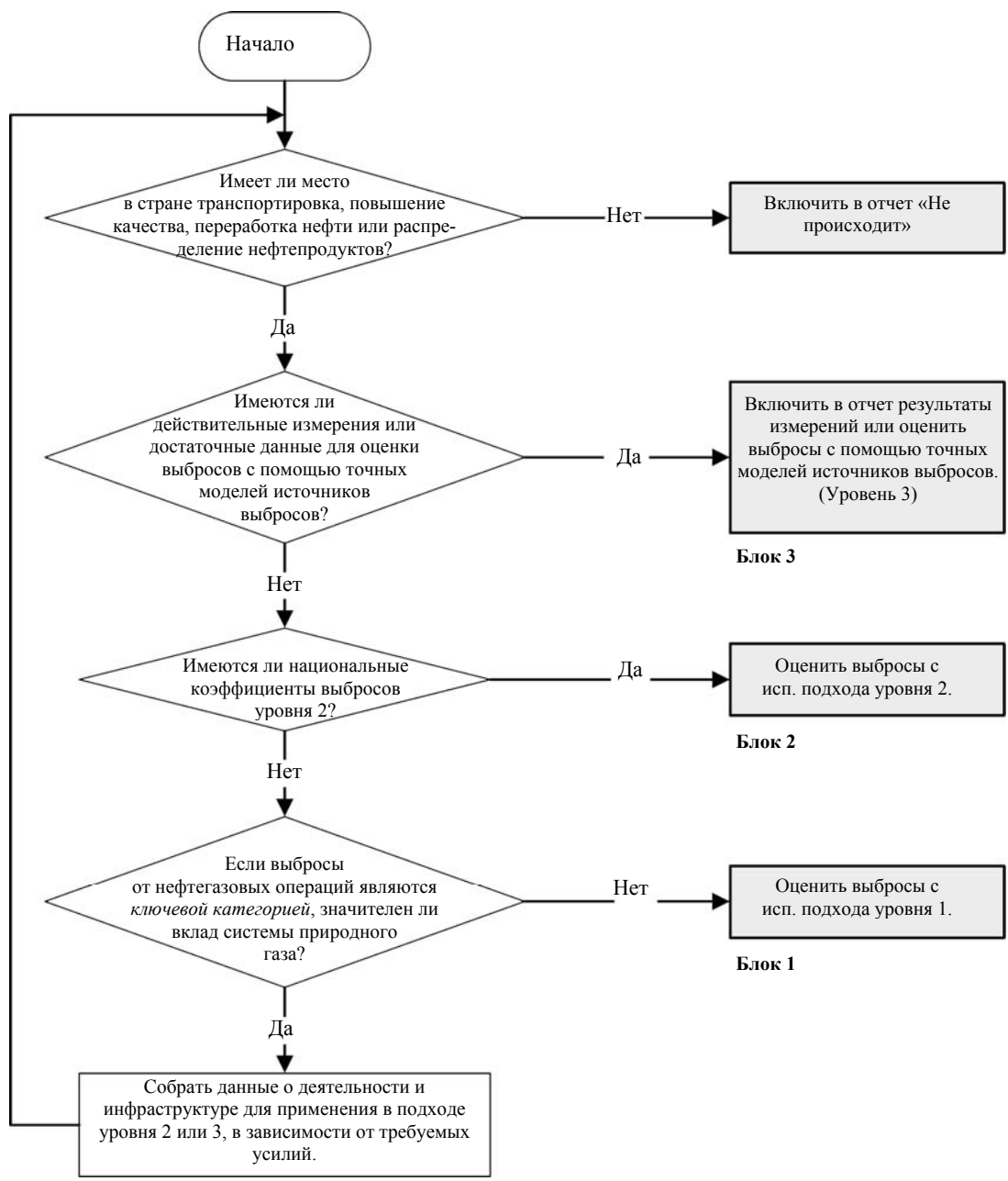
Рисунок 4.2.2 Схема принятия решений для выбросов при добыче сырой нефти



Примечание 1: См. главу 4 тома 1 «Методологический выбор и ключевые категории» (примечание к разделу 4.1.2 об ограниченных ресурсах) для определения ключевых категорий и использования схемы принятия решений.

Примечание 2: GOR означает соотношение газ/нефть (см. раздел 4.2.2.2).

**Рисунок 4.2.3** Схема принятия решений относительно выбросов при транспортировке и повышении качества и очистке сырой нефти



Примечание 1: См. главу 4 тома 1 «Методологический выбор и ключевые категории» (примечание к разделу 4.1.2 об ограниченных ресурсах) для определения ключевых категорий и использования схемы принятия решений.

### 4.2.2.2 ВЫБОР МЕТОДА

Ниже описаны три методологических уровня для оценки летучих выбросов от нефтяных и газовых систем.

#### УРОВЕНЬ 1

Уровень 1 включает в себя использование соответствующих коэффициентов по умолчанию для репрезентативных параметров деятельности (обычно производительность) для каждого подходящего сегмента или подкатегории нефтяной и газовой индустрии страны и должен использоваться только для не ключевых категорий. Использование подхода уровня 1 выполняется с помощью уравнений 4.2.1 и 4.2.2, представленных ниже:

#### УРАВНЕНИЕ 4.2.1

##### УРОВЕНЬ 1: ОЦЕНКА ЛЕТУЧИХ ВЫБРОСОВ ИЗ СЕГМЕНТА ОТРАСЛИ

$$E_{\text{газ, сегмент отрасли}} = A_{\text{сегмент отрасли}} \cdot EF_{\text{газ, сегмент отрасли}}$$

#### УРАВНЕНИЕ 4.2.2

##### УРОВЕНЬ 1: СУММАРНАЯ ОЦЕНКА ЛЕТУЧИХ ВЫБРОСОВ ИЗ СЕГМЕНТОВ ОТРАСЛИ

$$E_{\text{газ}} = \sum_{\text{сегменты отрасли}} E_{\text{газ, сегмент отрасли}}$$

Где:

$E_{\text{газ, сегмент отрасли}}$  = годовые выбросы (Гг)

$EF_{\text{газ, сегмент отрасли}}$  = коэффициент выбросов (Гг/ед. деятельности)

$A_{\text{сегмент отрасли}}$  = значение деятельности (единиц деятельности),

Сегменты отрасли, подлежащие рассмотрению, приводятся в таблице 4.2.2. Не все сегменты обязательно распространяются на все страны. Например, к странам, импортирующим, а не производящим природный газ, возможно, относится только транспортировка и распределение. Имеющиеся коэффициенты выбросов по умолчанию для уровня 1 представлены в таблицах 4.2.4 и 4.2.5 в разделе 4.2.2.3. Эти коэффициенты были связаны с производительностью, поскольку производство, импорт и экспорт отражены только в национальной статистике о нефти и газе, которая всегда в вашем распоряжении. В малых масштабах, летучие выбросы полностью независимы от производительности. Наилучшая связь для оценки выбросов от летучих протечек оборудования основана на количестве и типе компонентов оборудования и на виде техобслуживания, используемых в подходе уровня 3. В больших масштабах, существует достаточная взаимосвязь между объемом производства и масштабами инфраструктуры. Следовательно, надежность представленных для уровня 1 коэффициентов для нефтяных и газовых систем будет зависеть от размеров нефтяной и газовой индустрии страны. При больших масштабах индустрии, более важным будет распределение ее летучих выбросов и более надежными будут приведенные коэффициенты выбросов уровня 1.

Наряду с высокой степенью неопределенности, подход уровня 1 для систем нефти и природного газа не позволяет странам каких-либо реальных изменений в интенсивности выбросов с течением времени (например, в результате осуществления мер контроля или изменения характеристик источника). Напротив, выбросы закрепляются в зависимости от уровня активности, и изменения в данных о выбросах с течением времени просто отражают изменения в уровнях деятельности. Подходы уровней 2 и 3 необходимы для фиксации реальных изменений интенсивности выбросов. Однако переход к этим подходам более высоких уровней требует значительно больших усилий и, для подходов уровня 3, более детальных данных о деятельности. Полнота и точность входных данных использованных для подходов более высоких уровней как правило должна быть сопоставима, или даже лучше, чем для входные данные, использованных для более низких методологических уровней для достижения более точного результата.

Летучие выбросы парниковых газов от нефти и газа, связанные с улавливанием CO<sub>2</sub> деятельностью по впрыскиванию (например, впрыскивание кислотных газов и проектов ПНП, связанных с CO<sub>2</sub>), как правило, малы по сравнению с количеством инжестрированного CO<sub>2</sub> (например, менее 1% от инжестрированных объемов). На методологических уровнях 1 или 2, они неотличимы от летучих выбросов парниковых газов связанных с деятельности по нефти и газу. Вклады выбросов от улавливания CO<sub>2</sub> и впрыскивания были включены в исходные данных, после чего были разработаны представленные коэффициенты уровня 1 (например, путем включения кислотных газов и деятельности по ПНП, наряду с обычной деятельностью по нефти и газу, с учетом концентрации просочившегося CO<sub>2</sub>, выпущенных и сожженных в факелах природных газов, паров и кислых газов). Потери от улавливания CO<sub>2</sub> следует учитывать в той отрасли, в которой они происходят, в то время как выбросы от деятельности по транспортировке, впрыскиванию и хранению оцениваются отдельно в главе 5.

<b>ТАБЛИЦА 4.2.2</b> <b>ОСНОВНЫЕ КАТЕГОРИИ И ПОДКАТЕГОРИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ</b>	
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>c</sup>
Переработка газа	Установки для нейтрального газа
	Установки для высокосернистого нефтяного газа
	Установки для глубокого извлечения <sup>d</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)

<sup>a</sup> 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<sub>2</sub>S и CO<sub>2</sub>). Сухой природный газ обычно добывается из неглубоких (глубиной менее 1000 м) газовых скважин.

<sup>b</sup> Нейтральный газ – это природный газ, который не содержит каких-либо заметных количеств H<sub>2</sub>S (т.е. он не требует какой-либо обработки, с тем, чтобы удовлетворять требованиям в отношении H<sub>2</sub>S для поставок газа).

<sup>c</sup> Высокосернистый нефтяной газ – это природный газ, который должен быть обработан, чтобы удовлетворять ограничениям в отношении содержания H<sub>2</sub>S для поставок газа.

<sup>d</sup> 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.

## УРОВЕНЬ 2

Уровень 2 заключается в использовании уравнений уровня 1 (4.2.1 и 4.2.2) с конкретными для страны данными, вместо коэффициентов выбросов по умолчанию. Его следует применять к ключевым категориям там, где использование подхода уровня 3 неосуществимо. Конкретные для страны значения могут быть разработаны в результате исследовательских и измерительных программ, или быть получены изначально с применением подхода уровня 3, а затем обратного расчета коэффициентов выбросов уровня 2 с использованием уравнений 4.2.1 и 4.2.2. Например, некоторые страны применяли подходы уровня 3 для конкретных годов, а затем использовали эти результаты для разработки коэффициентов уровня 2 для использования в последующие годы до выполнения следующей оценки с применением уровня 3. В целом, все коэффициенты выбросов (включая значения для уровней 1 и 2) должны периодически подтверждаться или обновляться. Частота, с которой такие обновления выполняются, должна быть сопоставима с уровнем, на котором находятся в индустрии новые технологии, методы, стандарты и другие соответствующие факторы (например, изменения деятельности по нефти и газу, старение месторождений и инфраструктуры и т.д.). Поскольку новые коэффициенты выбросов разработаны таким образом, чтобы учитывать реальные изменения в отрасли, они не должны применяться к прошлым временным рядам.

Альтернативный подход уровня 2, который может быть использован для оценки объема выпуска и сжигания в факелах выбросов из отраслевого сегмента систем нефти состоит в выполнении баланса массы, с использованием конкретных объемов производства для отдельной страны, коэффициента содержания газа в нефти (газовый фактор), состава газов и информации об уровне консервации газа. Такой подход может применяться с использованием уравнений с 4.2.3 по 4.2.8, приведенных ниже, он пригоден там, где отсутствуют соответствующие значения о выпуске и сжигании в факелах, но могут быть получены репрезентативные данные GOR, а также, если значения выбросов от выпуска и сжигания в факелах могут стать доминирующими источниками летучих выбросов (например, в основном, сопутствующий газ не улавливается/консервируется или утилизируется). В этих условиях может также применяться альтернативный подход уровня 2 для оценки летучих выбросов парниковых газов от деятельности ПНП, давая возможность анализа попутного газа и пара и их распределения в результате неорганизованных выбросов CO<sub>2</sub> от транспорта и систем впрыска незначительна в сравнении (как это обычно ожидается). Там, где имеет место применение альтернативного подхода уровня 2, любые данные по выпускам или сжиганию в факелах, которые могут быть использованы для целевых источников, также не следует учитывать, поскольку это приведет к двойному счету. Однако *эффективная практика* заключается в сравнении оценок объемов выпущенного или сожженного в факелах газа определяется с помощью данных газового фактора и имеющихся зарегистрированных данных по выпускам и сжиганию в факелах, для выявления и устранения любых возможных аномалий (например, рассчитанные объемы должны быть сопоставимыми с имеющимися зафиксированными данными, или превосходить их, если эти последние данные считаются неполными).

В таблице 4.2.3 приведен пример типичных значений газового фактора для нефтяных скважин на выбранных локациях. Фактические значения газового фактора могут варьироваться от 0 до очень больших значений, в зависимости от местной геологии, состояние резервуаров и уровня производства. Несмотря на это, средние значения газового фактора для большого количества нефтяных скважин, как правило, более предсказуемы. Обзор ограниченных данных по ряду стран и регионов показывает, что в среднем значения газового фактора для обычной добычи нефти, как правило, находятся в диапазоне около 100 до 350 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, в зависимости от местонахождения.

<b>ТАБЛИЦА 4.2.3</b> <b>ТИПИЧНЫЕ ДИАПАЗОНЫ СООТНОШЕНИЙ ГАЗ-НЕФТЬ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ НЕФТЕПРОДУКТОВ</b>			
Тип продуктов сырой нефти	Местоположение	Типичные значения GOR (м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> )	
		Диапазон <sup>6</sup>	Среднее значение
Природная нефть	Аляска (Прудхоу-Бей)	от 142 до 6234 <sup>2,3</sup>	NA
	Канада	от 0 до 2,000+ <sup>1,2</sup>	Данные отсутствуют (NA)
	Катар (Берег, 1 месторождение)	от 167 до 184 <sup>4</sup>	173
	Катар (Море, 3 месторождение)	от 316 до 386 <sup>4</sup>	333
Первичная тяжелая нефть	Канада	от 0 до 325+ <sup>1,5</sup>	NA
Термическая тяжелая нефть	Канада	от 0 до 90 <sup>1</sup>	NA
Сырой битум	Канада	от 0 до 20 <sup>1</sup>	NA
<p><sup>1</sup> Источник: Основано на неопубликованных данных по ряду скважин в Канаде.</p> <p><sup>2</sup> Могут получиться заметно более высокие значения GOR, однако эти скважины, как правило, либо классифицируются как газовые, либо в них присутствует значительная газовая шапка, и газ повторно закачивается до тех пор, пока не будет добыт весь запас нефти.</p> <p><sup>3</sup> Источник: Mohaghegh, S.D., L.A. Hutchins and C.D. Sisk. 2002. Prudhoe Bay Oil Production Optimization: Using Virtual intelligence Techniques, Stage One: Neural Model Building. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, 29 September–2 October 2002.</p> <p><sup>4</sup> Источник: Corporate HSE, Qatar Petroleum, Qatar-Doha 2004.</p> <p><sup>5</sup> Такие высокие значения как 7,160 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> наблюдались на некоторых скважинах, в которых присутствовала значительная газовая шапка. В этих случаях повторная закачка газа не производится. Газ сохраняется, отводится или сжигается в факеле.</p> <p><sup>6</sup> Указано для стандартных условий 15°C и 101,325 кПа.</p>			

Для применения метода баланса масс в альтернативном подходе уровня 2, необходимо рассмотреть судьбу всего добываемого газа и пара. Это делается, в частности, путем применения коэффициента сохранения эффективности (КЭ), который выражает количество добытого газа и пара, которое улавливается и используется в качестве топлива, газа, производимого в системах сбора и газа для повторного впрыскивания. Значение КЭ 1,0 означает, что весь газ сохранен, использован повторно или инжектирован заново, а значение 0 означает, что весь газ либо выпущен, либо сожжен в факелах. Можно ожидать колебания Значений примерно от 0,1 до 0,95. Нижняя граница применима только в том случае, если топливо получено из добываемого газа, а остальная часть выпускается или сжигается в факелах. Значение 0,95 отражает как правило такие обстоятельства, когда существует хороший доступ к системе сбора газа и местными нормативами делается упор на снижение количества выпущенного и сжигаемого в факелах газа.

#### УРАВНЕНИЕ 4.2.3

##### АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ ПОДХОД УРОВНЯ 2 (ВЫБРОСЫ ПРИ УДАЛЕНИИ ГАЗА)

$$E_{\text{газ, доб. нефти, удаление}} = GOR \cdot Q_{\text{НЕФТЬ}} \cdot (1 - CE) \cdot (1 - X_{\text{Сож. в факелах}}) \cdot M_{\text{газ}} \cdot y_{\text{газ}} \cdot 42.3 \times 10^{-6}$$

#### УРАВНЕНИЕ 4.2.4

##### АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ ПОДХОД УРОВНЯ 2 (ВЫБРОСЫ CH<sub>4</sub> ПРИ СЖИГАНИИ В ФАКЕЛАХ)

$$E_{\text{CH}_4, \text{ доб. нефти, сжиг. в факелах}} = GOR \cdot Q_{\text{НЕФТЬ}} \cdot (1 - CE) \cdot X_{\text{Сож. в факелах}} \cdot (1 - FE) \cdot M_{\text{CH}_4} \cdot y_{\text{CH}_4} \cdot 42.3 \times 10^{-6}$$



**УРАВНЕНИЕ 4.4.5****АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ ПОДХОД УРОВНЯ 2 (ВЫБРОСЫ CO<sub>2</sub> ПРИ СЖИГАНИИ В ФАКЕЛАХ)**

$$E_{CO_2, \text{доб. нефти, сжиг. в факелах}} = GOR \cdot Q_{\text{НЕФТЬ}} \cdot (1 - CE) \cdot X_{\text{Сож. в факелах}} \cdot M_{CO_2} \cdot \left[ y_{CO_2} + (N_{C_{CH_4}} \cdot y_{CH_4} + N_{C_{ЛНОС}} \cdot y_{ЛНОС}) (1 - X_{\text{Сажа}}) \right] \cdot 4.23 \times 10^{-6}$$

**УРАВНЕНИЕ 4.2.6****ВЫБРОСЫ CH<sub>4</sub> ПРИ УДАЛЕНИИ ГАЗА И СЖИГАНИИ В ФАКЕЛАХ**

$$E_{CH_4, \text{доб. нефти}} = E_{CH_4, \text{доб. нефти, удаление}} + E_{CH_4, \text{доб. нефти, сжиг. в факелах}}$$

**УРАВНЕНИЕ 4.2.7****ВЫБРОСЫ CO<sub>2</sub> ПРИ УДАЛЕНИИ ГАЗА И СЖИГАНИИ В ФАКЕЛАХ**

$$E_{CO_2, \text{доб. нефти}} = E_{CO_2, \text{доб. нефти, удаление}} + E_{CO_2, \text{доб. нефти, сжиг. в факелах}}$$

**УРАВНЕНИЕ 4.2.8****ВЫБРОСЫ N<sub>2</sub>O ПРИ СЖИГАНИИ В ФАКЕЛАХ**

$$E_{N_2O, \text{доб. нефти, сжиг. в факелах}} = GOR \cdot Q_{\text{НЕФТЬ}} (1 - CE) X_{\text{Сож. в факелах}} EF_{N_2O}$$

Где:

$E_{i, \text{доб. нефти, удаление}}$  = Прямое количество (Гг/год) парникового газа  $i$ , высвободившегося при удалении на объектах нефтедобычи.

$E_{i, \text{доб. нефти, сжиг. в факелах}}$  = Прямое количество (Гг/год) парникового газа  $i$ , высвободившегося при сжигании в факелах на объектах нефтедобычи.

$GOR$  = Среднее соотношение газ-нефть ( $m^3/m^3$ ) при 15°C и 101,325 кПа.

$Q_{\text{НЕФТЬ}}$  = Общее годовое производство нефти ( $10^3 m^3/\text{год}$ ).

$M_{\text{газ}}$  = Молекулярный вес интересующего газа (например, 16,043 для CH<sub>4</sub> и 44,011 для CO<sub>2</sub>).

$N_{C_i}$  = Количество молей углерода на моль компонента  $i$  (например, 1 для CH<sub>4</sub>, 2 для C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, 3 для C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>, 1 для CO<sub>2</sub>, 2,1 к 2,7 для фракций ЛНОС в природном газе и 4,6 для фракции ЛНОС в парах сырой нефти).

$y_i$  = Моль или объемная доля попутного газа состоящего из вещества  $i$  (например, CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub> или ЛНОС).

$CE$  = Коэффициент эффективности консервации газа.

$X_{\text{Сож. в факелах}}$  = Доля отбросного газа, сожженного в факелах, а не выпущенного. За исключением первичных скважин тяжелой нефти, как правило, большая часть отбросного газа сжигается в факелах.

$FE$  = Эффективность сжигания в факелах (например, доля газа, который не сгорел в факеле полностью). Как правило, значение 0,995 подразумевается для факелов на нефтеперегонных заводах, а значение 0,98 предполагается к использованию для тех производственных и перерабатывающих объектов.

$X_{\text{сажа}}$  = Доля иного, чем CO<sub>2</sub>, углерода во входящем потоке отбросного газа, превращающегося в сажу или частицы вещества во время сжигания в факелах. При отсутствии соответствующих данных, это значение может приниматься за 0 в качестве консервативной аппроксимации.

$EF_{N_2O}$  = Коэффициент выброса N<sub>2</sub>O при сжигании в факелах ( $Гг/10^3 m^3$  сожженного попутного газа). Обращайтесь к базе данных коэффициентов выбросов МГЭИК

(БДКВ), данным производителя или другим соответствующим источникам для получения значения этого коэффициента.

$$42,3 \times 10^{-6} = \text{Количество кмоль на м}^3 \text{ газа при } 101,325 \text{ кПа и } 15^\circ\text{C (например, } 42,3 \times 10^{-3} \text{ кмоль/м}^3\text{) множительный коэффициент преобразования } 10^{-3} \text{ Гг/Мг который дает результат каждого используемого уравнения в единицах Гг/год.}$$

Значения  $E_{\text{CH}_4, \text{ доб. нефти, удаление}}$  и  $E_{\text{CO}_2, \text{ доб. нефти, удаление}}$  в уравнениях 4.2.6 и 4.2.7 оцениваются с помощью уравнения 4.2.3.

Следует отметить, что уравнение 4.2.5 учитывает выбросы  $\text{CO}_2$ , используя подход, аналогичный тому, что использовался для сжигания топлива в разделе 1.3 главы «Введение» тома «Энергетика». Термин  $U_{\text{CO}_2}$  в этом уравнении эффективно учитывает количество сырья (или формаций  $\text{CO}_2$ ) в отбросном газе, сжигаемом в факелах. Термины  $N_{\text{CH}_4} \bullet U_{\text{CH}_4}$  и  $N_{\text{ЛНОС}} \bullet U_{\text{ЛНОС}}$  в уравнении 4.2.5 учитывают количество  $\text{CO}_2$ , произведенного на единицу  $\text{CH}_4$ , и окисленных ЛНОС.

### УРОВЕНЬ 3

Уровень 3 включает применение строгой восходящей оценки по основному типу источника (например, выпуск, сжигание в факелах, летучие протечки оборудования, потери при испарении и аварийные утечки) на уровне отдельного объекта, с соответствующим учетом вкладов от временных и незначительных полевых скважин или буровых. Его следует использовать для ключевых категорий, когда необходимые данные о деятельности и об инфраструктуре легкодоступны. Уровень 3 также используется для оценки выбросов от наземного оборудования, использующего ПНП, ППП и РМУП наряду УХУГ. Подходы для оценки выбросов на менее детализированном уровне чем этот (например, отношение выбросов к количеству объектов или пропускной способности), считаются эквивалентными подходу уровня 1, если примененные коэффициенты взяты из общей литературы, или подходу уровня 2, если они являются значениями, зависящими от условий страны.

Основные типы данных, которые будут использованы для оценки уровня 3 включают следующее:

- Кадастр фондов, включая оценку вида и количества единиц оборудования или технологических установок на каждом объекте, и основных средств контроля выбросов (например, регенерация паров, сжигания отбросного газа и т.д.).
- Перечень скважин и мелкие промысловых установок (например, полевых осушителей, подогревателей, аппаратура для замеров на участке скважины и т.д.).
- Конкретные для страны анализы сжигания в факелах, выпуска и обработки газа для каждой подкатегории.
- Производство кислых газов на уровне оборудования, анализы и данные о расположении.
- Зарегистрированные высвобождения в атмосферу вследствие выбросов из скважин и повреждений трубопроводов.
- Конкретные для страны коэффициенты выбросов для летучих утечек из оборудования, неучтенные/незафиксированные выпуски и сжигание в факелах, потери от испарения на производственных мощностях и т.д.
- Количество и состав кислых газов впрыснутых в запертые подземные формации для удаления.

Нефтяные и газовые проекты, связанные с впрыском  $\text{CO}_2$  в качестве средство расширения производства (например, ПНП, ППП и РМУП) или, как вариант, для удаления отходов (например, впрыскивание кислых газов на предприятиях, обрабатывающих высокосернистый газ) следует разграничивать с улавливанием  $\text{CO}_2$ , его транспортировкой, впрыскиванием долей добычи нефти и газа. Чистый объем секвестрированного  $\text{CO}_2$  и летучих выбросов систем, работающих с  $\text{CO}_2$ , должен определяться на основе критериев, определенных в главе 5, посвященной улавливанию и хранению  $\text{CO}_2$ . Любые летучие выбросы из нефте- и газораспределительных систем в этих проектах должны оцениваться на основе указаний, содержащихся здесь, в главе 4, также будет демонстрироваться рост, с течением времени, концентрации  $\text{CO}_2$  в выбросах природного газа и паров углеводородов? Соответственно, для использованных коэффициентов выбросов может потребоваться периодическое обновление, для того, чтобы учесть этот факт. Кроме того, следует позаботиться о том, чтобы происходил надлежащий общий учет всего  $\text{CO}_2$  между двумя частями этого проекта.

### 4.2.2.3 ВЫБОР КОЭФФИЦИЕНТОВ ВЫБРОСОВ

#### УРОВЕНЬ 1

Имеющиеся коэффициенты выбросов по умолчанию уровня 1 представлены в таблицах 4.2.4 и 4.2.5. Все представленные коэффициенты выбросов выражены в единицах массы выбросов на единицу объема производительности нефти или газа. Хотя некоторые виды летучих коррелируют слабо, или вообще не имеют отношения к пропускной способности по отдельным источникам (например, оборудование неорганизованных протечек), корреляция с пропускной способностью становится более разумной, когда рассматриваются большие группы источников. Кроме того, статистикой по пропускной способности являются наиболее последовательные из имеющихся данных, для использования в расчетах уровня 1.

Таблицу 4.2.4 следует применять только для систем, предназначенных для эксплуатации и техобслуживания по стандартам Северной Америки и Западной Европы. Таблица 4.2.5 обычно применяется к системам развивающихся стран и стран с переходной экономикой, где существует гораздо большее количество летучих выбросов на единицу деятельности (часто на порядок или более того). Причины роста выбросов в этих случаях могут включать в себя менее строгие стандарты, использование низкокачественных компонентов, ограниченный доступ к рынкам природного газа и, в некоторых случаях, искусственно заниженные цен на энергоносители, что приводит к пониженному энергосбережению. Следует упомянуть также базу данных коэффициентов выбросов МГЭИК (БДКВ), поскольку она содержит значения коэффициентов выбросов для высших уровней.

**ТАБЛИЦА 4.2.4**  
**КОЭФФИЦИЕНТЫ ВЫБРОСОВ УРОВНЯ 1 ДЛЯ ЛЕТУЧИХ ВЫБРОСОВ (ВКЛЮЧАЯ УДАЛЕНИЕ И СЖИГАНИЕ В ФАКЕЛАХ) ПРИ РАБОТЕ С НЕФТЬЮ И ГАЗОМ В РАЗВИТЫХ СТРАНАХ<sup>a,b</sup>**

Категория	Под-категория	Источник выбросов	Код МГЭИК	CH <sub>4</sub>		CO <sub>2</sub> <sup>1</sup>		ЛНОС		N <sub>2</sub> O		Единицы измерения
				Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	
Бурение скважин	Все	Сжиг. в факелах и удаление	1.B.2.a.ii or 1.B.2.b.ii	3,3E-05	±100%	1,0E-04	±50%	8,7E-07	±100%	ND	ND	Гг на 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> общей добычи нефти
Испытание скважин	Все	Сжиг. в факелах и удаление	1.B.2.a.ii or 1.B.2.b.ii	5,1E-05	±50%	9,0E-03	±50%	1,2E-05	±50%	6,8E-08	-10 до +1000%	Гг на 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> общей добычи нефти
Обслуживание скважин	Все	Сжиг. в факелах и удаление	1.B.2.a.ii or 1.B.2.b.ii	1,1E-04	±50%	1,9E-06	±50%	1,7E-05	±50%	ND	ND	Гг на 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> общей добычи нефти
Добыча газа	Все	Летучие <sup>d</sup>	1.B.2.b.iii.2	3,8E-04 до 2,3E-03	±100%	1,4E-05 до 8,2E-05	±100%	9,1E-05 до 5,5E-04	±100%	NA	NA	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> добытого газа
		Летучие <sup>e</sup>	1.B.2.b.ii	7,6E-07	±25%	1,2E-03	±25%	6,2E-07	±25%	2,1E-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 10,3E-04	±100%	1,5E-04 до 3,2E-04	±100%	2,2E-04 до 4,7E-04	±100%	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	±25%	1,8E-03	±25%	9,6E-07	±25%	2,5E-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	±100%	7,9E-06	±100%	6,8E-05	±100%	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	±25%	3,6E-03	±25%	1,9E-06	±25%	5,4E-08	-10 до +1000%	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> подачи сырого газа
		Удаление сырого CO <sub>2</sub>	1.B.2.b.i	NA	NA	6,3E-02	-10 до +1000%	NA	NA	NA	NA	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> подачи сырого газа

**Таблица 4.2.4 (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**  
**Коэффициенты выбросов уровня 1 для летучих выбросов (включая удаление и сжигание в факелах) при работе с нефтью и газом в развитых странах<sup>a,b</sup>**

Категория	Под-категория	Источник выбросов	Код МГЭИК	CH <sub>4</sub>		CO <sub>2</sub> <sup>1</sup>		ЛНОС		N <sub>2</sub> O		Единицы измерения
				Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	
	Установки для глубокого извлечения	Летучие	1.B.2.b.iii.3	1,1E-05	±100%	1,6E-06	±100%	2,7E-05	±100%	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	±25%	1,1E-04	±50%	5,9E-08	±25%	1,2E-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 10,3E-04	±100%	1,2E-05 до 3,2E-04	±100%	1,4E-04 до 4,7E-04	±100%	NA	NA	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> добычи газа
		Сжиг. в факелах	1.B.2.b.ii	2,0E-06	±25%	3,0E-03	±50%	1,6E-06	±25%	3,3E-08	-10 до +1000%	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> добычи газа
		Удаление сырого CO <sub>2</sub>	1.B.2.b.i	NA	N/A	4,0E-02	-10 до +1000%	NA	N/A	NA	N/A	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> добычи газа
Транспортировка и хранение газа	Транспортировка	Летучие <sup>fk</sup>	1.B.2.b.iii.4	6,6E-05 до 4,8E-04	±100%	8,8E-07	±100%	7,0E-06	±100%	NA	NA	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> товарного газа
		Удаление <sup>ek</sup>	1.B.2.b.i	4,4E-05 до 3,2E-04	±75%	3,1E-06	±75%	4,6E-06	±75%	NA	NA	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> товарного газа
	Хранение	Все <sup>k</sup>	1.B.2.b.iii.4	2,5E-05	-20 до +500%	1,1E-07	-20 до +500%	3,6E-07	-20 до +500%	ND	ND	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> товарного газа

**Таблица 4.2.4 (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**  
**КОЭФФИЦИЕНТЫ ВЫБРОСОВ УРОВНЯ 1 ДЛЯ ЛЕТУЧИХ ВЫБРОСОВ (ВКЛЮЧАЯ УДАЛЕНИЕ И СЖИГАНИЕ В ФАКЕЛАХ) ПРИ РАБОТЕ С НЕФТЬЮ И ГАЗОМ В РАЗВИТЫХ СТРАНАХ<sup>a,b</sup>**

Категория	Под-категория	Источник выбросов	Код МГЭИК	CH <sub>4</sub>		CO <sub>2</sub> <sup>1</sup>		ЛНОС		N <sub>2</sub> O		Единицы измерения
				Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	
Распределение газа	Все	Все <sup>k</sup>	1.B.2.b.iii.5	1,1E-03	-20 до +500%	5,1E-05	-20 до +500%	1,6E-05	-20 до +500%	ND	ND	Гг на 10 <sup>6</sup> м <sup>3</sup> коммунальных продаж
Транспортировка сжиженного природного газа	Конденсат	Все <sup>k</sup>	1.B.2.a.iii.3	1,1E-04	±100%	7,2E-06	±100%	1,1E-03	±100%	ND	ND	Гг на 10 <sup>3</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	±50%	ND	ND	2,2E-09	-10 до +1000%	Гг на 10 <sup>3</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
Добыча нефти	Природная нефть	Летучие (Суша)	1.B.2.a.iii.2	1,5E-06 до 3,6E-03	±100%	1,1E-07 до 2,6E-04	±100%	1,8E-06 до 4,5E-03	±100%	NA	NA	Гг на 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> добытой природной нефти
		Летучие (Море)	1.B.2.a.iii.2	5,9E-07	±100%	4,3E-08	±100%	7,4E-07	±100%	NA	NA	Гг на 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> добытой природной нефти
		Удаление	1.B.2.a.i	7,2E-04	±50%	9,5E-05	±50%	4,3E-04	±50%	NA	NA	Гг на 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> добытой природной нефти
		Сжиг. в факелах	1.B.2.a.ii	2,5E-05	±50%	4,1E-02	±50%	2,1E-05	±50%	6,4E-07	-10 до +1000%	Гг на 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> добытой природной нефти

**Таблица 4.2.4 (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**  
**КОЭФФИЦИЕНТЫ ВЫБРОСОВ УРОВНЯ 1 ДЛЯ ЛЕТУЧИХ ВЫБРОСОВ (ВКЛЮЧАЯ УДАЛЕНИЕ И СЖИГАНИЕ В ФАКЕЛАХ) ПРИ РАБОТЕ С НЕФТЬЮ И ГАЗОМ В РАЗВИТЫХ СТРАНАХ<sup>a,b</sup>**

Категория	Под-категория	Источник выбросов	Код МГЭИК	CH <sub>4</sub>		CO <sub>2</sub> <sup>1</sup>		ЛНОС		N <sub>2</sub> O		Единицы измерения
				Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	
	Тяжелая нефть/Холодный битум	Летучие	1.B.2.a.iii.2	7,9E-03	±100%	5,4E-04	±100%	2,9E-03	±100%	NA	NA	Гг на 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> добытой тяжелой нефти
		Сжиг. в факелах	1.B.2.a.i	1,7E-02	±75%	5,3E-03	±75%	2,7E-03	±75%	NA	NA	Гг на 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> добытой тяжелой нефти
		Сжиг. в факелах	1.B.2.a.ii	1,4E-04	±75%	2,2E-02	±75%	1,1E-05	±75	4,6E-07	-10 до +1000%	Гг на 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> добытой тяжелой нефти
	Добыча термической нефти	Летучие	1.B.2.a.iii.2	1,8E-04	±100%	2,9E-05	±100%	2,3E-04	±100%	NA	NA	Гг на 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> добытого терм. битума
		Удаление	1.B.2.a.i	3,5E-03	±50%	2,2E-04	±50%	8,7E-04	±50%	NA	NA	Гг на 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> добытого терм. битума
		Сжиг. в факелах	1.B.2.a.ii	1,6E-05	±75%	2,7E-02	±75%	1,3E-05	±75%	2,4E-07	-10 до +1000%	Гг на 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> добытого терм. битума
	Синтетическая сырая нефть (из нефтеносных песков)	Все	1.B.2.a.iii.2	2,3E-03	±75%	ND	ND	9,0E-04	±75%	ND	ND	Гг на 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> добытой синт. сырой нефти из нефтеносных песков

**Таблица 4.2.4 (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**  
**КОЭФФИЦИЕНТЫ ВЫБРОСОВ УРОВНЯ 1 ДЛЯ ЛЕТАЧИХ ВЫБРОСОВ (ВКЛЮЧАЯ УДАЛЕНИЕ И СЖИГАНИЕ В ФАКЕЛАХ) ПРИ РАБОТЕ С НЕФТЬЮ И ГАЗОМ В РАЗВИТЫХ СТРАНАХ<sup>a,b</sup>**

Категория	Под-категория	Источник выбросов	Код МГЭИК	CH <sub>4</sub>		CO <sub>2</sub> <sup>1</sup>		ЛНОС		N <sub>2</sub> O		Единицы измерения
				Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	
	Синтетическая сырая нефть (из нефтеносного сланца)	Все	1.B.2.a.iii.2	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Гг на 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> добытой синт. сырой нефти из нефтеносного сланца
	Итоговые взвешенные показатели по умолчанию	Летучие	1.B.2.a.iii.2	2,2E-03	±100%	2,8E-04	±100%	3,1E-03	±100%	NA	NA	Гг на 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> общей добычи нефти
		Удаление	1.B.2.a.i	8,7E-03	±75%	1,8E-03	±75%	1,6E-03	±75%	NA	NA	Гг на 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> общей добычи нефти
		Сжиг. в факелах	1.B.2.a.ii	2,1E-05	±75%	3,4E-02	±75%	1,7E-05	±75	5,4E-07	-10 до +1000%	Гг на 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> общей добычи нефти
Повышение качества нефти	Все	Все	1.B.2.a.iii.2	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Гг на 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> повышения качества нефти
Транспортировка нефти	Трубопроводы	Все <sup>k</sup>	1.B.2.a.iii.3	5,4E-06	±100%	4,9E-07	±100%	5,4E-05	ND	NA	NA	Гг на 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> нефти, переданной по трубопроводам



**Таблица 4.2.4 (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**  
**КОЭФФИЦИЕНТЫ ВЫБРОСОВ УРОВНЯ 1 ДЛЯ ЛЕТУЧИХ ВЫБРОСОВ (ВКЛЮЧАЯ УДАЛЕНИЕ И СЖИГАНИЕ В ФАКЕЛАХ) ПРИ РАБОТЕ С НЕФТЬЮ И ГАЗОМ В РАЗВИТЫХ СТРАНАХ<sup>a,b</sup>**

Категория	Под-категория	Источник выбросов	Код МГЭИК	CH <sub>4</sub>		CO <sub>2</sub> <sup>1</sup>		ЛНОС		N <sub>2</sub> O		Единицы измерения
				Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	
	Автоцистерны и ж/д цистерны	Удаление <sup>k</sup>	1.B.2.a.i	2,5E-05	±50%	2,3E-06	±50%	2,5E-04	ND	NA	NA	Гг на 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> нефти, перевезенной цистернами
	Погрузка добытой в море нефти на танкеры	Удаление <sup>k</sup>	1.B.2.a.i	ND <sup>h</sup>	ND	ND <sup>h</sup>	ND	ND <sup>h</sup>	ND	NA	NA	Гг на 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> нефти, перевезенной танкерными судами
Очистка нефти	Все	Все	1.B.2.a.iii.4	2,6x10 <sup>-6</sup> до 41,0x10 <sup>-6</sup>	±100%	ND	ND	0,0013 <sup>i</sup>	±100%	ND	ND	Гг на 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> очищенной нефти
Распределение очищенных нефтепродуктов	Бензин	Все	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	0,0022 <sup>j</sup>	±100%	NA	NA	Гг на 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> распред. нефтепродуктов
	Дизтопливо	Все	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Гг на 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> перевезенных нефтепродуктов
	Авиационное топливо	Все	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Гг на 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> перевезенных нефтепродуктов
	Керосин для реактивных двигателей	Все	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Гг на 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> перевезенных нефтепродуктов

Таблица 4.2.4 (ПРОДОЛЖЕНИЕ)

КОЭФФИЦИЕНТЫ ВЫБРОСОВ УРОВНЯ 1 ДЛЯ ЛЕТУЧИХ ВЫБРОСОВ (ВКЛЮЧАЯ УДАЛЕНИЕ И СЖИГАНИЕ В ФАКЕЛАХ) ПРИ РАБОТЕ С НЕФТЬЮ И ГАЗОМ В РАЗВИТЫХ СТРАНАХ<sup>a,b</sup>

NA – не применимо ND – не определено

<sup>a</sup> В то время как представленные коэффициенты выбросов могут все заметно различаться в разных странах, самые большие расхождения, как предполагается, будут отмечаться в показателях удаления газов и их сжигания в факелах, особенно в отношении добытой нефти, в следствие существования потенциала для значительных расхождений в количествах практикуемого сохранения и утилизации газов.

<sup>b</sup> Диапазон значений для летучих выбросов объясняется, главным образом, различиями в показателях используемой для процесса инфраструктуры (среднее количество и размеры технических установок) на единицу выработки газа.

<sup>c</sup> «Все» означает все летучие выбросы, а также удаленные и сожженные в факелах выбросы.

<sup>d</sup> «Летучие» означает все летучие выбросы, включая выбросы, образующиеся при утечках летучих веществ из оборудования, потерях при хранении, использовании природного газа в качестве средства питания для работающих на энергии газов устройствах (например, схемы контроля приборов, насосы для впрыскивания химических веществ, пусковые устройства компрессоров и т.д.), и при удалении отходящих газов из регенерационных колонн установок для гликолевой осушки газа. Представленный диапазон значений отражает разницу между летучими выбросами на море (меньшее значение) и на суше (более значительные величины).

<sup>e</sup> «Сжигание в факелах» означает выбросы из всех систем сжигания излишков газа постоянного и чрезвычайного действия. Конкретные показатели сжигания излишков газа могут в значительной степени различаться в разных странах. В случаях, когда известны реально сожженные объемы газов, эти данные следует использовать для определения выбросов в результате сжигания газов в факелах вместо того, чтобы применять представленные коэффициенты выбросов к показателям производства. Коэффициенты выбросов для прямой оценки выбросов CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub> и N<sub>2</sub>O из зарегистрированных объемов сожженных в факелах газов составляют соответственно 0,012, 2,0 и 0,000023 Гг на 10<sup>6</sup> м<sup>3</sup> газа, сожженного в факелах, на основе показателя полноты сжигания в 98% и типичного анализа газа на установке по переработке газа (т.е. 91,9% CH<sub>4</sub>, 0,58% CO<sub>2</sub>, 0,68% N<sub>2</sub> и 6,84% неметановых углеводородов по объему).

<sup>f</sup> Большой коэффициент отражает использование в системе, главным образом, поршневых компрессоров, в то время как меньший коэффициент отражает использование, главным образом, центробежных компрессоров.

<sup>g</sup> «Удаление газов» означает зарегистрированное удаление отбросного нефтяного попутного газа и отбросного растворенного в нефти природного газа на установках по добыче нефти, а также объемов отбросного газа при продувке, очистке и чрезвычайных событиях на газовых установках. В случае, когда известны объемы реально удаленных газов, эти данные следует использовать для определения выбросов при удалении газов, вместо того, чтобы применять представленные коэффициенты выбросов к показателям производства. Коэффициенты выбросов для прямой оценки выбросов CH<sub>4</sub> и CO<sub>2</sub> из зарегистрированных объемов удаленных газов составляют соответственно 0,66 и 0,0049 Гг на 10<sup>6</sup> м<sup>3</sup> удаленного газа на основе типичного анализа газа для систем транспортировки и распределения газа (т.е. 97,3% CH<sub>4</sub>, 0,26% CO<sub>2</sub>, 1,7% N<sub>2</sub> и 0,74% неметановых углеводородов по объему).

<sup>h</sup> Хотя в данных для Северной Америки не существует никаких коэффициентов для морской погрузки добытой в море нефти, в норвежских данных указывается коэффициент выбросов CH<sub>4</sub> для транспортируемой нефти, равный от 1,0 до 3,6 Гг/10<sup>6</sup> м<sup>3</sup> (выведенный из данных, предоставленных Норвежским управлением по контролю за загрязнением, 2000 г.).

<sup>i</sup> Оценка на основе обобщенных коэффициентов выбросов для летучих утечек из оборудования, жидких каталитических протечек и от хранения и обработки оцениваются в 0,53 кг/м<sup>3</sup> (СРПИ Канадское агентство по охране окружающей среды, 1991 г.), 0,6 кг/м<sup>3</sup> (US EPA, 1995) и 0,2 г/кг (при предположении о том, что летучие реагенты хранятся в резервуарах с плавающей крышкой с двойной закупоркой) (ЕМЕР/CORINAIR, 1996).

<sup>j</sup> Оценка основана на предположении о средних потерях от испарении потока в 0,15 процентов на терминале распределения и дополнительных потерях в 0,15 процентов потока на точка конечной доставки. Эти значения гораздо ниже если происходят стадии восстановления испарений 1 и 2 могут быть гораздо выше в теплом климате.

<sup>k</sup> Значения ЛНОС получены из значений для метана, основанных на соотношении массовой доли ЛНОС и CH<sub>4</sub>. Значения в 0,0144 кг/кг для передачи газа и его распределения, 9,951 кг/кг для нефти и транспортировки конденсата и 0,3911 кг/кг для использованной синтетической сырой нефти.

<sup>l</sup> Представленные коэффициенты выбросов CO<sub>2</sub> применимы только для прямых выбросов CO<sub>2</sub>, кроме сжигания в факелах, когда данные значения учитываются для суммы прямых выбросов CO<sub>2</sub> и непрямого распределения вследствие атмосферного окисления газообразных выбросов углерода из иных чем CO<sub>2</sub> газов.

Источники: Канадская ассоциация производителей нефти (1999 г., 2004 г.); API (2004 г.); GRI/US EPA (1996 г.); US EPA (1999 г.).

ТАБЛИЦА 4.2.5 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 <sup>a,b</sup>												
Категория	Под-категория	Источник выбросов	Код МГЭИК	CH <sub>4</sub>		CO <sub>2</sub> <sup>i</sup>		ЛНОС		N <sub>2</sub> O		Единицы измерения
				Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	
Бурение скважин	Все	Сжиг. в факелах и удаление	1.B.2.a.ii or 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 or 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 or 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 <sup>d</sup>	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 <sup>c</sup>	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

Таблица 4.2.5 (ПРОДОЛЖЕНИЕ)												
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 <sup>a,b</sup>												
Категория	Под-категория	Источник выбросов	Код МГЭИК	CH <sub>4</sub>		CO <sub>2</sub> <sup>i</sup>		ЛНОС		N <sub>2</sub> O		Единицы измерения
				Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	
		Сжиг. в факелах	1.V.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> подачи сырого газа
		Удаление сырого CO <sub>2</sub>	1.V.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.V.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.V.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.V.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.V.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.V.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

Таблица 4.2.5 (ПРОДОЛЖЕНИЕ)												
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 <sup>a,b</sup>												
Категория	Под-категория	Источник выбросов	Код МГЭИК	CH <sub>4</sub>		CO <sub>2</sub> <sup>i</sup>		ЛНОС		N <sub>2</sub> O		Единицы измерения
				Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	
Транспортировка и хранение газа	Транспортировка	Летучие <sup>f</sup>	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 <sup>g</sup>	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>3</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>3</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

<p align="center"><b>Таблица 4.2.5 (ПРОДОЛЖЕНИЕ)</b>  <b>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<sup>a,b</sup></b></p>												
Категория	Под-категория	Источник выбросов	Код МГЭИК	CH <sub>4</sub>		CO <sub>2</sub> <sup>i</sup>		ЛНОС		N <sub>2</sub> O		Единицы измерения
				Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	
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>3</sup> м <sup>3</sup> добытой природной 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>3</sup> м <sup>3</sup> добытой природной 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>3</sup> м <sup>3</sup> добытой природной 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>3</sup> м <sup>3</sup> добытой природной нефти

Таблица 4.2.5 (ПРОДОЛЖЕНИЕ)												
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 <sup>a,b</sup>												
Категория	Под-категория	Источник выбросов	Код МГЭИК	CH <sub>4</sub>		CO <sub>2</sub> <sup>i</sup>		ЛНОС		N <sub>2</sub> O		Единицы измерения
				Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	
	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>3</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>3</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>3</sup> м <sup>3</sup> добытой тяжелой нефти
	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>3</sup> м <sup>3</sup> добытого 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>3</sup> м <sup>3</sup> добытого 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>3</sup> м <sup>3</sup> добытого терм. битума

Таблица 4.2.5 (ПРОДОЛЖЕНИЕ) 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 <sup>a,b</sup>													
Категория	Под-категория	Источник выбросов	Код МГЭИК	CH <sub>4</sub>		CO <sub>2</sub> <sup>i</sup>		ЛНОС		N <sub>2</sub> O		Единицы измерения	
				Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)		
	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>3</sup> м <sup>3</sup> добытой синт. сырой нефти из нефтеносных песков	
	Синтетическая сырая нефть (из нефтеносного сланца)	Все	1.B.2.a.iii.2	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Гг на 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> добытой синт. сырой нефти из нефтеносного сланца	
	Итоговые взвешенные показатели по умолчанию	Летучие		1.B.2.a.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>3</sup> м <sup>3</sup> общей добычи нефти
		Удаление		1.B.2.a.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>3</sup> м <sup>3</sup> общей добычи нефти
		Сжиг. в факелах		1.B.2.a.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>3</sup> м <sup>3</sup> общей добычи нефти



Таблица 4.2.5 (ПРОДОЛЖЕНИЕ)												
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 <sup>a,b</sup>												
Категория	Под-категория	Источник выбросов	Код МГЭИК	CH <sub>4</sub>		CO <sub>2</sub> <sup>i</sup>		ЛНОС		N <sub>2</sub> O		Единицы измерения
				Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	
Повышение качества нефти	Все	Все	1.B.2.a.iii.2	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Гг на 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> повышения качества нефти
Транспортировка нефти	Трубопроводы	Все	1.B.2.a.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>3</sup> м <sup>3</sup> нефти, переданной по трубопроводам
	Автоцистерны и ж/д цистерны	Удаление	1.B.2.a.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>3</sup> м <sup>3</sup> нефти, перевезенной цистернами
	Погрузка добытой в море нефти на танкеры	Удаление	1.B.2.a.i	ND <sup>h</sup>	ND	ND <sup>h</sup>	ND	ND	ND	NA	NA	Гг на 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> нефти, перевезенной танкерными судами
Очистка нефти	Все	Все	1.B.2.a.iii.4	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Гг на 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> очищенной нефти

<p align="center"><b>Таблица 4.2.5 (ПРОДОЛЖЕНИЕ)</b>  <b>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<sup>a,b</sup></b></p>												
Категория	Под-категория	Источник выбросов	Код МГЭИК	CH <sub>4</sub>		CO <sub>2</sub> <sup>i</sup>		ЛНОС		N <sub>2</sub> O		Единицы измерения
				Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	
Распределение очищенных нефтепродуктов	Бензин	Все	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Гг на 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> перевезенных нефтепродуктов.
	Дизтопливо	Все	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Гг на 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> перевезенных нефтепродуктов.
	Авиационное топливо	Все	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Гг на 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> перевезенных нефтепродуктов.
	Керосин для реактивных двигателей	Все	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	ND	ND	NA	NA	Гг на 10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> перевезенных нефтепродуктов.

**ТАБЛИЦА 4.2.5 (ПРОДОЛЖЕНИЕ)**  
**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<sup>a,b</sup>**

NA – не применимо ND – не определено

<sup>a</sup> В то время как представленные коэффициенты выбросов могут все заметно различаться в разных странах, самые большие расхождения, как предполагается, будут отмечаться в показателях удаления газов и их сжигания в факелах, особенно в отношении добытой нефти, в следствие существования потенциала для значительных расхождений в количествах практикуемого сохранения и утилизации газов.

<sup>b</sup> Диапазон значений для летучих выбросов объясняется, главным образом, различиями в показателях используемой для процесса инфраструктуры (среднее количество и размеры технических установок) на единицу выработки газа.

<sup>c</sup> «Все» означает все летучие выбросы, а также удаленные и сожженные в факелах выбросы.

<sup>d</sup> «Летучие» означает все летучие выбросы, включая выбросы, образующиеся при утечках летучих веществ из оборудования, потерях при хранении, использовании природного газа в качестве средства питания для работающих на энергии газов устройствах (например, схемы контроля приборов, насосы для впрыскивания химических веществ, пусковые устройства компрессоров и т.д.), и при удалении отходящих газов из регенерационных колонн установок для гликолевой осушки газа.

<sup>e</sup> «Сжигание в факелах» означает выбросы из всех систем сжигания излишков газа постоянного и чрезвычайного действия. Конкретные показатели сжигания излишков газа могут в значительной степени различаться в разных странах. В случаях, когда известны реально сожженные объемы газов, эти данные следует использовать для определения выбросов в результате сжигания газов в факелах вместо того, чтобы применять представленные коэффициенты выбросов к показателям производства. Коэффициенты выбросов для прямой оценки выбросов CH<sub>4</sub>, CO<sub>2</sub> и N<sub>2</sub>O из зарегистрированных объемов сожженных в факелах газов составляют соответственно 0,012, 2,0 и 0,000023 Гг на 10<sup>6</sup> м<sup>3</sup> газа, сожженного в факелах, на основе показателя полноты сжигания в 98% и типичного анализа газа на установке по переработке газа (т.е. 91,9% CH<sub>4</sub>, 0,58% CO<sub>2</sub>, 0,68% N<sub>2</sub> и 6,84% неметановых углеводородов по объему).

<sup>f</sup> Большой коэффициент отражает использование в системе, главным образом, поршневых компрессоров, в то время как меньший коэффициент отражает использование, главным образом, центробежных компрессоров.

<sup>g</sup> «Удаление газов» означает зарегистрированное удаление отбросного нефтяного попутного газа и отбросного растворенного в нефти природного газа на установках по добыче нефти, а также объемов отбросного газа при продувке, очистке и чрезвычайных событиях на газовых установках. В случае, когда известны объемы реально удаленных газов, эти данные следует использовать для определения выбросов при удалении газов, вместо того, чтобы применять представленные коэффициенты выбросов к показателям производства. Коэффициенты выбросов для прямой оценки выбросов CH<sub>4</sub> и CO<sub>2</sub> из зарегистрированных объемов удаленных газов составляют соответственно 0,66 и 0,0049 Гг на 10<sup>6</sup> м<sup>3</sup> удаленного газа на основе типичного анализа газа для систем транспортировки и распределения газа (т.е. 97,3% CH<sub>4</sub>, 0,26% CO<sub>2</sub>, 1,7% N<sub>2</sub> и 0,74% неметановых углеводородов по объему).

<sup>h</sup> Хотя в данных для Северной Америки не существует никаких коэффициентов для морской погрузки добытой в море нефти, в норвежских данных указывается коэффициент выбросов CH<sub>4</sub> для транспортируемой нефти, равный от 1,0 до 3,6 Гг/10<sup>6</sup> м<sup>3</sup> (выведенный из данных, предоставленных Норвежским управлением по контролю за загрязнением, 2000 г.).

<sup>i</sup> Представленные коэффициенты выбросов CO<sub>2</sub> применимы только для прямых выбросов CO<sub>2</sub>, кроме сжигания в факелах, когда данные значения учитываются для суммы прямых выбросов CO<sub>2</sub> и непрямого распределения вследствие атмосферного окисления газообразных выбросов углерода из иных чем CO<sub>2</sub> газов.

Источники: Представленные в данной таблице коэффициенты определены посредством установки нижнего предела диапазона для каждой категории, равно как минимум величинам, указанным в таблице 4.2.4 для Северной Америки. В иных случаях все представленные величины приняты исходя из применимых данных, изложенных в *Руководящих принципах МГЭИК 1996 г.*, и из ограниченных данных измерений, полученных в ходе недавних неопубликованных исследований систем природного газа в Китае, Румынии и Узбекистане.

Коэффициенты из таблицы 4.2.4 для Северной Америки рассчитаны с помощью результатов подробного кадастра выбросов по Канаде и США и, где это возможно, были обновлены на основе значений, представленных в Руководящих указаниях МГЭИК по эффективной практике (2000 г.) для отражения результатов более поздних и усовершенствованных кадастров выбросов. Там, где это применимо, были указаны коэффициенты из компендиума API для оценки выбросов в нефтяной промышленности.

Коэффициенты, указанные в таблице 4.2.4, представлены в качестве примеров и отражают нижеследующую практику и состояние нефтегазовой промышленности:

- Большая часть нефтяного попутного газа сохраняется;
- Нейтральный отбросный газ отводится;
- Высокосернистый отбросный газ сжигается в факелах;
- Многие транспортирующие газ компании добровольно осуществляют программы по сокращению потерь метана вследствие летучих выбросов из оборудования;
- Нефтегазовая промышленность развилась до стадии зрелости и в настоящее время сокращается во многих районах;
- Надежность системы является высокой;
- оборудование, как правило, хорошо обслуживается, а используемые компоненты имеют высокое качество;
- Разрывы трубопроводов и выбросы из скважин происходят редко;
- Деятельность этой промышленности в высшей степени регламентируется и при этом, как правило, хорошо обеспечивается соблюдение соответствующих регламентирующих правил.

Коэффициенты выбросов, представленные в таблице 4.2.5, были установлены так, что нижний предел каждого диапазона как минимум равен соответствующему значению из таблицы 4.2.4. В противном случае, все значения были адаптированы из коэффициентов, изложенных в Пересмотренных руководящих принципах МГЭИК 1996 г., и доступных ограниченных данных измерений для нескольких из последних неопубликованных исследований систем природного газа в развивающихся странах или странах с переходной экономикой. Если диапазоны значений имеются в наличии, они основываются либо на относительных диапазонах из Пересмотренных руководящих принципов МГЭИК 1996 г., либо на основе экспертных оценок и данных из неопубликованных докладов.

Аналогичный подход также использовался для оценки значений неопределенности, приведенных для коэффициентов выбросов. Значительная неопределенность приведенная для некоторых коэффициентов выбросов, отражают соответствующую высокой изменчивость между отдельными источниками, видами и масштабами применяемого контроля и, в некоторых случаях, ограниченного количества доступных данных. Для многих категорий источников (например, для утечек из технологического оборудования), летучие выбросы имеют асимметричное распределение, при котором основная часть выбросов происходит лишь от небольшого процента парка оборудования. Если неопределенность меньше или равна  $\pm 100$  процентам, для нормального распределения было сделано допущение, приводящее к симметричной относительно среднего распределения. Там, где зафиксированное значение неопределенности в  $U$  процентов для количество  $Q$  превышает 100 процентов, верхний предел  $Q$  равен  $(100+U)/100$ , а нижний предел -  $100Q/(100+U)$ .

### УРОВНИ 3 И 2

Коэффициенты выбросов для проведения оценки с применением уровней 3 и 2 не предусмотрены, в «Руководящих принципах МГЭИК», в связи с большим количеством такой информации, фактически, эти данные постоянно обновляются для включения дополнительных результатов измерений и учета развития и внедрения новых технологий контроля и новых требований. Впрочем, МГЭИК разработал базы данных о коэффициентах выбросов (БДКВ), которая будет периодически обновляться и доступна через Интернет по адресу [www.ipcc-ngrip.iges.or.jp/EFDB/main.php](http://www.ipcc-ngrip.iges.or.jp/EFDB/main.php). Кроме того, для получения наилучших из используемых коэффициентов, необходимы регулярные обзоры литературы. Ссылки на выбранные значения должны быть понятно документированы. Как правило, коэффициенты выбросов рассчитываются и публикуются агентствами по охране окружающей среды и промышленными ассоциациями. Для расчета оценок кадастра могут оказаться необходимыми консультации с указанными организациями. Так, например, Американский институт нефти (API) публикует сборник методологий оценки выбросов для нефтяной и газовой промышленности, последний раз он был обновлен в 2004 году. Сборник доступен по адресу:

<http://api-ec.api.org/policy/index.cfm>.

Программное обеспечение для оценки выбросов парниковых газов с использованием уравнений из сборника API доступно по адресу:

<http://ghg.api.org>

Руководство для оценки выбросов парниковых газов также разработано несколькими национальными нефтегазовыми промышленными ассоциациями. Эти документы могут оказаться полезными дополнительными документами и часто являются источниками уровневых, конкретных для источника, методик оценки. Руководство по кадастровым принципам учета, в применении к нефтяной и газовой промышленности, и границы определений, приводятся в «Руководящих принципах отчетности о выбросах парниковых газов для нефтяной промышленности» (Международная ассоциация нефтяной промышленности по охране окружающей среды, 2003):

[www.ipieca.org/downloads/climate\\_change/GHG\\_Reporting\\_Guidelines.pdf](http://www.ipieca.org/downloads/climate_change/GHG_Reporting_Guidelines.pdf)

При выборе коэффициентов выбросов, выбранные значения должны быть действительны для используемого применения, а также должны базироваться на той же основе, что и деятельность о данных. Также может оказаться необходимо применять другие виды коэффициентов, для корректировки местных и региональных различий в рабочих условиях и разрабатывать и поддерживать соответствующие процедуры, например:

- Комбинация профилей газов от отдельных нефтяных и газовых месторождений для корректировки объема  $\text{CH}_4$ , доли  $\text{CO}_2$  и других целевых выбросов;
- Годовые часы эксплуатации для корректировки количества времени активного функционирования источника;
- Эффективность отдельных используемых мер контроля.

Ниже приводятся дополнительные вопросы, подлежащие рассмотрению при выборе коэффициентов выбросов:

- Очень важно оценивать применимость отдельных коэффициентов целевого применения для обеспечения аналогичных или сопоставимых характеристик источника;
- При отсутствии более достоверных данных, иногда может возникать необходимость применения коэффициентов, использованных для других регионов, это практикуется для аналогичных уровней контроля над выбросами и сопоставимых по функциям видов оборудования;
- Если измерения производятся для расчета новых коэффициентов выбросов, должны применяться только обоснованные или оправданные испытательные процедуры. Метод и процедуры обеспечения качества/контроля качества (ОК/КК) должны быть документально зафиксированы, отобранные источники должны быть репрезентативными в качестве типичные вариаций в общей популяции источников, а также следует проводить статистический анализ для достижения доверительного интервала в 95% для средних результатов.

#### 4.2.2.4 ВЫБОР ДАННЫХ О ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Данные о деятельности, необходимые для оценки летучих выбросов при работе с нефтью и газом, могут включать статистические данные о добыче, данные об инфраструктуре (например, описи технических средств/установок, единиц процесса, трубопроводов и компонентов оборудования), а также данные о зарегистрированных выбросах в случае разливов, случайных выбросов и утечек, и ущерба, нанесенного третьей стороной. Основные данные о деятельности, необходимые для каждого уровня и каждого вида первичных источников суммированы в таблице 4.2.6 (Типичные потребности в данных о деятельности для каждого подхода к оценке по типам категорий первичных источников).

##### УРОВЕНЬ 1

Данные о деятельности, которые необходимы для уровня 1, ограничиваются информацией, которая может быть получена либо непосредственно от напрямую от национальной нефтяной и газовой промышленности, либо с помощью простой оценки на основании этой информации. В таблице 4.2.7 приводятся данные о деятельности, необходимые для каждого из коэффициентов выбросов для уровня 1, представленных в таблицах 4.2.4 и 4.2.5, и соответствующие указания для получения или оценки каждого из необходимых значений данных о деятельности.

##### УРОВЕНЬ 2

Данные о деятельности, необходимые для стандартного методологического подхода уровня 2 являются такими же, как и для подхода уровня 1. Если используется альтернативный подход уровня 2, описанный в разделе 4.2.2.2 для систем сырой нефти, то требуется дополнительная и более детальная информация, в том числе значения газового фактора, информация о консервации газа и о факторах распределения объемов отбросных попутных газов между выпуском и сжиганием в факелах. Дополнительная информация разрабатывается на основе входной информации от отрасли.

<b>ТАБЛИЦА 4.2.6</b> <b>ТИПИЧНЫЕ ПОТРЕБНОСТИ В ДАННЫХ О ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ КАЖДОГО ПОДХОДА К ОЦЕНКЕ ЛЕТУЧИХ ВЫБРОСОВ ПРИ РАБОТЕ С НЕФТЬЮ И ГАЗОМ ПО ТИПАМ КАТЕГОРИЙ ПЕРВИЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ</b>		
<b>Уровень оценки</b>	<b>Категория первичных источников</b>	<b>Минимальные необходимые данные о деятельности</b>
3	Процесс удаления/сжигания в факелах	Зарегистрированные объемы Состав газов Коэффициенты пропорциональности для разделения удаленных газов и газов, сожженных в факелах
	Потери при хранении	Показатели растворенности газа в нефти Производство жидких продуктов Размеры резервуаров Состав паров
	Утечки из оборудования	Количество технических средств/установок с разбивкой по видам Процессы, осуществляемые на каждой установке Графики работы компонентов оборудования по видам процессов Состав газов/паров
	Устройства, работающие на энергии газа	График работы устройств, работающих на энергии газа, с разбивкой по видам процессов Коэффициенты потребления газа Вид средств питания Состав газа
	Аварийные выбросы и ущерб, нанесенный третьей стороной	Отчеты/краткие описания аварий
	Миграция газа к поверхности и продувки скважин для удаления газов	Средние коэффициенты выбросов и количество скважин
	Бурение	Количество пробуренных скважин Зарегистрированные объемы удаленных/сожженных в факелах газов при проверках пробуренных скважин Типичные выбросы из грязевых резервуаров
	Обслуживание скважин	Отчеты о мероприятиях по обслуживанию с разбивкой по видам
	Утечки из трубопроводов	Вид материалов, из которых изготовлены трубы Длина трубопровода
	Открытые нефтяные пески/ нефтяные сланцы	Площадь открытой поверхности Средние коэффициенты выбросов
2	Удаление и сжигание газа в факелах при добыче нефти	Соотношения Газ/Нефть Объемы сожженного в факелах и удаленного газа Объемы сохраненного газа Объемы повторно закачанного газа Объемы использованного газа Состав газов
	Все прочие	Нефтегазовое производство
1	Все	Нефтегазовое производство

<b>ТАБЛИЦА 4.2.7</b>			
<b>РУКОВОДСТВО ПО ПОЛУЧЕНИЮ ДАННЫХ О ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ТРЕБУЕМЫХ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ПОДХОДА УРОВНЯ 1 ДЛЯ ОЦЕНКИ ЛЕТУЧИХ ВЫБРОСОВ ПРИ РАБОТЕ С НЕФТЬЮ И ГАЗОМ</b>			
<b>Категория</b>	<b>Подкатегория</b>	<b>Требуемое значение данных о деятельности</b>	<b>Руководящие указания</b>
Бурение скважин	Все	$10^3$ м <sup>3</sup> общей добычи нефти	Берется непосредственно из национальной статистики.
Испытание скважин	Все	$10^3$ м <sup>3</sup> общей добычи нефти	Берется непосредственно из национальной статистики.
Обслуживание скважин	Все	$10^3$ м <sup>3</sup> общей добычи нефти	Берется непосредственно из национальной статистики.
Добыча газа	Все	$10^6$ м <sup>3</sup> добытого газа	Берется непосредственно из национальной статистики.
		$10^6$ м <sup>3</sup> добытого газа	Берется непосредственно из национальной статистики.
Переработка газа	Установки для нейтрального газа	$10^6$ м <sup>3</sup> подачи сырого газа	Берется непосредственно из национальной статистики, если учитывается общий объем газа, полученного установками, в противном случае данное значение принимается равным общему объему добытого газа. Значение распределяется соответственно между установками нейтрального и высокосернистого газа. При отсутствии какой-либо информации для такого распределения, принимается, что все установки – для нейтрального газа.
	Установки для высокосернистого нефтяного газа	$10^6$ м <sup>3</sup> подачи сырого газа	
	Установки для глубокого извлечения	$10^6$ м <sup>3</sup> подачи сырого газа	Берется непосредственно из национальной статистики, если учитывается общий объем газа, полученного установками, расположенными на линиях транспортировки газа, в противном случае данное значение принимается равным соответствующей доле общего товарного природного газа. В случае отсутствия такой информации принимается, что подобные установки отсутствуют.
	Итоговые взвешенные показатели по умолчанию	$10^6$ м <sup>3</sup> добытого газа	Берется непосредственно из национальной статистики.
Транспортировка и хранение газа	Транспортировка	$10^6$ м <sup>3</sup> товарного газа	Берется непосредственно из национальной статистики с использованием величины, учитываемой в общем объеме чистых поставок. Представляет собой сумму импорта плюс общий объем полученного газа из месторождений и перерабатывающих заводов, после вычета всех восходящих объемов потребления, потерь и повторного закачивания.
	Хранение	$10^6$ м <sup>3</sup> товарного газа	
Распределение газа	Все	$10^6$ м <sup>3</sup> коммунальных продаж	Берется непосредственно из национальной статистики, если учтено как имеющееся в наличии, в противном случае устанавливается равным количеству газа, обрабатываемого системами транспортировки и хранения, за минусом экспорта.
Транспортировка сжиженного природного газа	Конденсат	$10^3$ м <sup>3</sup> конденсата и пентанов и более тяжелых углеводородов	Берется непосредственно из национальной статистики.
	Сжиженный природный газ	$10^3$ м <sup>3</sup> LPG	Берется непосредственно из национальной статистики.

<b>ТАБЛИЦА 4.2.7 (ПРОДОЛЖЕНИЕ)</b> <b>РУКОВОДСТВО ПО ПОЛУЧЕНИЮ ДАННЫХ О ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ТРЕБУЕМЫХ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ПОДХОДА УРОВНЯ 1 ДЛЯ ОЦЕНКИ ЛЕТУЧИХ ВЫБРОСОВ ПРИ РАБОТЕ С НЕФТЬЮ И ГАЗОМ</b>			
Добыча нефти	Природная нефть	10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> добытой природной нефти	Берется непосредственно из национальной статистики.
	Тяжелая нефть/Холодный битум	10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> добытой тяжелой нефти	Берется непосредственно из национальной статистики.
	Добыча термической нефти	10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> добытого терм. битума	Берется непосредственно из национальной статистики.
	Синтетическая сырая нефть (из нефтеносных песков)	10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> добытой синт. сырой нефти из нефтеносных песков	Берется непосредственно из национальной статистики.
	Синтетическая сырая нефть (из нефтеносного сланца)	10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> добытой синт. сырой нефти из нефтеносного сланца	Берется непосредственно из национальной статистики.
	Итоговые взвешенные показатели по умолчанию	10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> общей добычи нефти	Берется непосредственно из национальной статистики.
Повышение качества нефти	Все	10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> повышения качества нефти	Берется непосредственно из национальной статистики, если имеется в наличии, в противном случае устанавливается равным всему объему добычи тяжелой нефти и битума, за минусом экспорта этих видов.
Транспортировка нефти	Трубопроводы	10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> нефти, переданной по трубопроводам	Берется непосредственно из национальной статистики, если имеется в наличии; в противном случае устанавливается равным всему объему добычи сырой природной нефти плюс импорт.
	Автоцистерны и ж/д цистерны	10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> нефти, перевезенной цистернами	Берется непосредственно из национальной статистики, если имеется в наличии; в противном случае принимается (в качестве первого приближения) как 50 процентов от всего объема сырой нефти.
	Погрузка добытой в море нефти на танкеры	10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> нефти, перевезенной танкерными судами	Берется непосредственно из национальной статистики с использованием величины, учитываемой для экспорта сырой нефти, и распределяется с учетом только доли экспортируемой на нефтеналивных судах. Так как экспорт может осуществляться посредством трубопроводов, наливных судов или автоцистерн, величины практически эксклюзивно относятся к одному из этих методов. Принято считать, что наливные суда почти эксклюзивно используются для экспорта.
Очистка нефти	Все	10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> очищенной нефти.	Берется непосредственно из национальной статистики, если имеется в наличии; в противном случае данное значение устанавливается равным всему объему добычи плюс импорт, минус экспорт.
Распределение очищенных нефтепродуктов	Бензин	10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> распредел. нефтепродуктов.	Берется непосредственно из национальной статистики, если имеется в наличии; в противном случае устанавливается равным всему объему производства бензина плюс импорт, минус экспорт.



<b>ТАБЛИЦА 4.2.7 (ПРОДОЛЖЕНИЕ)</b> <b>РУКОВОДСТВО ПО ПОЛУЧЕНИЮ ДАННЫХ О ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ТРЕБУЕМЫХ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ПОДХОДА УРОВНЯ 1 ДЛЯ ОЦЕНКИ ЛЕТУЧИХ ВЫБРОСОВ ПРИ РАБОТЕ С НЕФТЬЮ И ГАЗОМ</b>			
	Дизтопливо	10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> перевезенных нефтепродуктов.	Берется непосредственно из национальной статистики, если имеется в наличии; в противном случае устанавливается равным всему объему производства плюс импорт, минус экспорт.
	Авиационное топливо	10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> перевезенных нефтепродуктов.	Берется непосредственно из национальной статистики, если имеется в наличии; в противном случае устанавливается равным всему объему производства плюс импорт, минус экспорт.
	Керосин для реактивных двигателей	10 <sup>3</sup> м <sup>3</sup> перевезенных нефтепродуктов.	Берется непосредственно из национальной статистики, если имеется в наличии; в противном случае устанавливается равным всему объему производства плюс импорт, минус экспорт.

### УРОВЕНЬ 3

Отдельные вопросы для рассмотрения, касающиеся составления детальных данных о деятельности, необходимых для использования в подходе уровня 3, включают следующее:

- Статистику производства следует детализировать для фиксации изменений производительности (например, в результате импорта, экспорта, переработки, вывода из эксплуатации т.д.) при обработке данных от нефтяных и газовых систем.
- Статистика производства, предоставленная национальными бюро, должна быть использована в пользу международных органов, таких как МЭА или ООН в связи с их надежностью и детализацией. Региональные, районные/государственные отчетные промышленные группы могут предложить еще более детализированные данные.
- Данные, используемые для оценки летучих выбросов должны быть исправлены, если это применимо, для учета всего чистого импорта или экспорта. Вполне возможно, что данные об импорте и экспорте могут быть доступны для страны, в то время как о производстве данных нет; однако, маловероятно, что обратное будет верно.
- Если метан из угольных пластов производится в системе сбора природного газа, любые соответствующие летучие выбросы следует относить к соответствующим категориям разведки и добычи природного газа. Это происходит по умолчанию, так как добываемый газ становится товаром, как только он поступает в систему сбора газа и автоматически причисляется к газам из всех других скважин, поступающих в систему сбора. Фактически, газ из угленосной формации, будет замечен только на самом детализированном уровне. Если угленосная формация дегазирована, независимо от причины, и газ не подается в систему сбора, соответствующие выбросы следует разместить в секторе угольной отрасли в соответствующем разделе МГЭИК категории 1.B.1.
- Статистика о выпущенных и сожженных в факелах объемах нефти и газа может быть в высшей степени сомнительна, поскольку эти объемы, как правило, оцениваются и основываются на фактических измерениях. Кроме того, значения часто агрегированы и попросту отнесены к объемам сжигания в факелах. Технологические режимы для каждого сегмента этой отрасли должны быть пересмотрены вместе с представителями промышленности для определения того, действительны ли данные об объемах выпущенного или сожженного в факелах газа, или для разработки соответствующих распределений для выпуска или сжигания в факелах. Ревизии и обзоры каждого сегмента отрасли также необходимы для определения, все ли выпускаемые или сжигаемые в факелах объемы фактически учтены (например, выбросы растворенных газов из резервуаров хранения и обработки, аварийное сжигание/выпуск, утечки в системах выпуска/сжигания, а также продувочные и чистящие объемы могут не всегда учитываться).
- Данные об инфраструктуре получить сложнее, чем статистику о производстве. Информация о количестве и видах основных объектов и типах процессов, используемых на этих объектах, зачастую

можно получить от регулирующих органов и промышленных групп, либо напрямую от реальных компаний.

- Информации о мелких объектах (например, о количестве полевых осушителей и компрессоров), как правило, не имеется даже у нефтяных и газовых компаний. Следовательно, следует сделать предположение, основанное на местной практике проектирования, для оценки числа этих объектов. Это может потребовать некоторых полевых работ, для разработки соответствующих оценочных факторов и корреляций.
- Многие компании используют информацию от компьютерных систем осмотра и ТО. Эти системы могут быть очень надежным средством подсчета основного оборудования (например, компрессорных установок, промышленных нагревателей и котлов, и т.д.) на выбранных объектах. Кроме того, некоторые департаменты компании могут обновлять базы данных о некоторых видах оборудования или производственных объектов по различным внутренним причинам (например, по причине налогового учета, учета производства, для страховых записей, из-за программ контроля качества, аудите безопасности, продления лицензии и т.д.). Следует предпринять усилия по выявлению этих потенциально полезных источников информации.
- Подсчет компонентов по типу технологических установок может резко меняться между объектами и странами из-за различий в конструкции и практики эксплуатации. Таким образом, хотя вначале может быть целесообразно использовать значения из общей литературы, страны должны стремиться к разработке своих собственных значений.
- Использование согласованной терминологии и четких определений имеет решающее значение при проведении подсчета объектов и компонентов оборудования, а также, может обеспечить любые значимые сопоставления одних результатов с другими.
- Часть производственной статистики может быть представлена в единицах энергии (исходя из их теплотворной способности), а значит, потребуются преобразование в объем, либо наоборот, для применения имеющихся коэффициентов выбросов. Обычно, если объем производства, выражен в единицах энергии, он формулируется по отношению к общей (или более) теплотворной способности продукта. Однако, если коэффициенты выбросов выражаются на основе энергии, обычно это означает представление с точки зрения чистой (или ниже) теплотворной способности продукта. Для преобразования данные об энергии из данных на базе НТС в данные на основе ВТС, Международное энергетическое агентство предполагает разницу в 5 процентов для нефти и в 10 процентов для природного газа. Показатели для отдельных потоков природного газа, очень богатых либо с высоким содержанием примесей, могут отличаться от указанных средних значений. Коэффициенты выбросов и данные о деятельности должны согласовываться друг с другом.
- Импорт и экспорт нефти и газа будут менять уровни активность в соответствующих частях этих систем.
- Производственная деятельность будет, скорее всего, иметь тенденцию к основным «вкладчикам» в летучие выбросы от нефти и газа в странах с низким объемом импорта по отношению к потреблению и объемам экспорта. Передача и распределение газа и переработка нефти будет иметь тенденцию к основным «вкладчикам» в эти выбросы в странах с высоким относительным объемом импорта. В целом, нетто-импортеры будут иметь тенденцию к менее специфическим выбросам, чем нетто-экспортеры.

#### 4.2.2.5 Полнота

При составлении кадастра летучих выбросов при работе с нефтью и газом один из значимых моментов заключается в полноте охвата. Решать этот вопрос следует путем проведения прямых сравнений с другими странами, и для более точных кадастров - путем проведения сравнений между отдельными компаниями в одном и том же сегменте промышленности или в одной и той же подкатегории. Такие действия требуют наличия согласованных определений и схем классификации. В Канаде в нефтяной промышленности принята эталонная схема, которая позволяет сравнивать результаты учета выбросов отдельных компаний в понятиях интенсивности производства/энергии, и интенсивности производства/содержания углерода. Такая эталонная схема позволяет компаниям оценивать свои сравнительные экологические характеристики. Она также позволяет обнаружить на высоком уровне аномалии или возможные ошибки, которые необходимо исследовать и устранить.

Представленные в таблице 4.2.8 индикативные коэффициенты можно использовать для оценки полноты охвата и для квалификации конкретных потерь метана как низких, средних или высоких. Конкретные

потери метана, которые значительно меньше нижнего эталонного значения или больше высшего эталонного значения, следует снабдить разъяснениями. При выборе наиболее приемлемого подхода для оценки в качестве основы не следует использовать ранжирование конкретных потерь метана по отношению к представленным данным о деятельности, а вместо этого следует принять во внимание общее количество выбросов (т.е. произведение данных о деятельности и коэффициентов выбросов), степень сложности соответствующей промышленности и имеющиеся для оценки ресурсы

В тех случаях, когда национальные кадастры составляются на основе компиляции отдельных кадастров на уровне компаний, следует обратить особое внимание на то, чтобы были включены все компании. Для учета некоторых неучтенных компаний могут потребоваться соответствующие экстраполяции.

ТАБЛИЦА 4.2.8 КЛАССИФИКАЦИЯ ПОТЕРЬ ГАЗА КАК НИЗКИХ, СРЕДНИХ ИЛИ ВЫСОКИХ НА ВЫБРАННЫХ ВИДАХ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА					
Технические средства	Данные о деятельности	Коэффициенты годовых выбросов			
		Низкие	Средние	Высокие	Единицы измерения
Добыча и переработка	Нетто-добыча газа (т.е. коммерческая добыча)	0,05	0,2	0,7	% от нетто-добычи
Системы транспортировки по трубопроводам	Длина трубопроводов для транспортировки	200	2 000	20 000	м <sup>3</sup> /км/год
Компрессорные станции	Мощность установленных компрессоров	6 000	20 000	100 000	м <sup>3</sup> /МВт/год
Подземное хранение	Рабочая мощность подземных станций хранения	0,05	0,1	0,7	% от рабочей мощности газа
Установки LNG (сжижение или регазация)	Производство газа	0,005	0,05	0,1	% от производства
Измерительные и регулирующие станции	Количество станций	1 000	5 000	50 000	м <sup>3</sup> /станция/год
Распределение	Протяженность распределительной сети	100	1 000	10 000	м <sup>3</sup> /км/год
Использование газа	Количество устройств для использования газа	2	5	20	м <sup>3</sup> /устройство/год
Источник: Адаптировано из пока еще неопубликованной работы Международного газового союза и основано на данных для 12 стран, включая Россию и Алжир.					

Небольшие индивидуальные источники, будучи агрегированы в национальном масштабе в течение года, часто могут оказывать в общем значительное влияние. Соответственно, *эффективная практика* заключается в том, чтобы учитывать и эти источники. После того, как проведена тщательная оценка, возникает основание для упрощения подхода и лучшего распределения ресурсов в будущем, с тем чтобы в наибольшей возможной степени уменьшить неопределенности в результатах.

В тех случаях, когда страна произвела оценку своих летучих выбросов частично или полностью по всей своей нефтегазовой системе основываясь на развернутых оценках отдельных нефтегазовых компаниях,

*эффективная практика* заключается в документировании шагов, предпринятых для обеспечения того, что эти результаты являются полными, прозрачными и согласованными во временном ряду. При этом следует выделить поправки, внесенные для учета компаний или предприятий, не представивших свои отчеты, а также меры, предпринятые для устранения пропусков или двойного учета (особенно при переходе права собственности) и для учета неопределенностей.

#### **4.2.2.6 ФОРМИРОВАНИЕ СОГЛАСОВАННОГО ВРЕМЕННОГО РЯДА**

В идеале, оценки выбросов будут подготавливаться для базового года, а для последующих лет будут использоваться аналогичные методы.

Ставится цель получения оценок выбросов на протяжении временной серии, отражающих подлинные тенденции в области выбросов парниковых газов. Выбросы или факторы контроля, которые изменяются с течением времени (например, в связи с демографическими изменениями или внедрением контролирующих технологий), должны регулярно обновляться, и каждый раз применяться только к периоду, в течение которого они действительны. Например, если устройство контроля выбросов является модифицированным для соответствия источнику, тогда будет применяться новый коэффициент выбросов в отношении этого источника с момента модификации; однако применявшийся ранее коэффициент выбросов, отражающий условия перед модификацией по-прежнему следует применять для всех предыдущих лет временных рядов. Если коэффициент выбросов был усовершенствован с помощью дополнительных испытаний и в настоящее время дает лучшее понимание источника или категории источника, то все предыдущие оценки должны быть обновлены, чтобы отразить использование улучшенного коэффициента факторов и фиксироваться открыто.

Если некоторые исторические данные отсутствуют, то можно использовать конкретные для источника результаты измерений в сочетании с методами обратного примерного расчета для установки приемлемых взаимосвязей между выбросами и данными о деятельности для базового года. Подходы для этого будут зависеть от конкретной ситуации, и рассматриваются в общих чертах в главе 5 тома 1 *Руководящих принципов 2006 г.*

Если оценки выбросов разрабатываются на основе оценок отдельной компании, потребуется больше усилий для поддержания согласованности временных рядов, особенно там, где часто происходят изменения права собственности на объект и различные методологии и коэффициенты выбросов используются каждым новым владельцем без отражения этих изменений на прошлые временные ряды.

#### **4.2.2.7 ОЦЕНКА НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ**

Источники ошибок могут находиться в следующих областях:

- ошибки измерения;
- ошибки экстраполяции;
- неопределенности, присущие выбранным методам оценки;
- пропущенная или неполная информация относительно совокупности источников и данных о деятельности;
- неправильное понимание временных и сезонных колебаний в источниках;
- переоценка или недооценка при подсчетах вследствие путаницы или несоответствий при разделении на категории и определении источников;
- неправильное применение данных о деятельности или коэффициентов выбросов;
- ошибки в сообщаемых данных о деятельности;
- пропуски в учете промежуточных транспортных операций и деятельности по повторной переработке (например, повторная дегидратация потоков: в поле, на установке и в ходе последующего хранения);
- колебания в эффективности контрольных устройств и пропуски в учете контрольных мер.

Руководящие указания, касающиеся оценки неопределенностей в коэффициентах выбросов и данных о деятельности, представлены в нижеследующих подразделах.

#### 4.2.2.7.1 НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ В КОЭФФИЦИЕНТАХ ВЫБРОСОВ

Неопределенность коэффициента выбросов зависит как от точности измерений, на которых он основан, так и на степени, в которой эти результаты отражают поведение в среднем парка оборудования как целевого источника. Соответственно, коэффициенты выбросов, разработанные на основе данных, измеренных в одной стране, могут иметь один набор неопределенностей, когда коэффициенты применяются в этой стране и другой набор неопределенностей, когда они применяются таким же образом, но в другой стране.

Таким образом, так как трудно определить один постоянный набор неопределенностей, всегда будет применяться набор значений по умолчанию, представленный в таблицах 4.2.4 и 4.2.5. Эти неопределенности оцениваются на основе суждений экспертов и отражают степень неопределенности, которую можно ожидать при использовании соответствующих коэффициентов выбросов для разработки оценок выбросов на национальном уровне. Использование представленных коэффициентов для оценки выбросов из отдельных объектов или источников должно привести к большей неопределенности.

#### 4.2.2.7.2 НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ В ДАННЫХ О ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Процентные показатели, упоминаемые в настоящем разделе, базируются на основе экспертного заключения и имеют целью приблизиться к 95-процентному доверительному интервалу основной оценки. Для газовых составов точность для отдельных компонентов, как правило, составляет  $\pm 5$  процентов. Скорости потока, как правило, несут ошибку в  $\pm 3$  процента или менее для товарного объема и  $\pm 15$  процентов для других объемов. Статистика производства и анализы реализации<sup>2</sup> могут не согласовываться между различными учреждениями, хотя они базируются на одних и тех же подлинных результатах измерений (например, по причине возможных различий в терминологии и потенциальных ошибок при суммировании данных). Эти расхождения могут быть использованы как свидетельство неопределенности данных. Дополнительная неопределенность будет существовать, если существует какое-либо неустранимое смещение первоначальных результатов измерений (например, количество проданных метров часто рассчитывается со смещением в пользу клиента, а жидкие системы обработки будут иметь отрицательное неустранимое смещение результате потерь воды при результате испарения). При проведении случайных измерений и учете ошибок, можно предположить, что оно незначительно при агрегировании данных по промышленности.

Количества крупных объектов (например, электростанций, работающих на газе, нефтеперерабатывающих и перекачивающих компрессорных станций), как правило, известны с небольшими ошибками (например, менее 5 процентов). Если и случаются ошибки в этих цифрах, то, как правило, из-за некоторых неопределенностей в отношении ряда новых построенных объектов, и вывода из эксплуатации старых объектов.

Количество буровых, небольших промысловых установок и компрессорных станций для сбора газа, а также тип и количество оборудования в каждом месте, будет гораздо менее точно известно, если будет известно вообще (например, не менее  $\pm 25$  процентов неопределенности или даже более того).

Оценочные значения уменьшения выбросов в результате принятия индивидуальных мер контроля могут иметь точность от нескольких процентов до +25% в зависимости от учтенного количества подсистем или источников.

### 4.2.3 Обеспечение качества/контроль качества (ОК/КК) кадастра

*Эффективная практика* заключается в проведении проверок качества, как указано в главе 6 тома 1 *Руководящих принципов МГЭИК 2006 г.*, Уровень 1: Общие процедуры КК на уровне кадастра – а также в осуществлении экспертного анализа оценок выбросов. Могут также проводиться дополнительные проверки контроля качества, как это описано в главе 5 тома 1 *Руководящих принципов МГЭИК 2006 г.*, а также могут применяться процедуры обеспечения качества, особенно в случае, если для определения выбросов из этой категории источников используются методы более высокого уровня. Составителям

---

<sup>2</sup> Анализ реализации позволяет согласовать учет произведенных углеводородов от скважины или точки получения, до конечного пункта или до пунктов продажи на экспорт. Типичные категории реализации включают объемы сжигания в факелах/выпуска, использования в качестве топлива, системных потерь, объемов добавленных/убавленных из кадастра/хранилища, импорт, экспорт и т.д.

кадастра настоятельно рекомендуется использовать ОК/КК более высокого уровня для *ключевых категорий*, как это определено в главе 4 тома 1 *Руководящих принципов МГЭИК 2006 г.*

В дополнение к руководящим указаниям, изложенным в указанных главах, ниже в общих чертах излагаются конкретные процедуры, имеющие отношение к этой категории источников.

### **ПРИВЛЕЧЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ**

Оценки выбросов в кадастрах для крупной и сложной нефтегазовой промышленности подвержены значительным ошибкам из-за пропущенных или неучтенных источников. Для сведения к минимуму таких ошибок важно привлекать активно действующие промышленные предприятия к подготовке и уточнению этих кадастров.

### **ОБЗОР ДАННЫХ ПРЯМЫХ ИЗМЕРЕНИЙ ВЫБРОСОВ**

В случае использования данных прямых измерений для определения конкретных для страны коэффициентов выбросов, следует установить, проводились ли измерения на местах в соответствии с признанными на международном уровне стандартными методами.

Если практика измерений не соответствует этому критерию, использование этих данных о выбросах следует тщательно оценить, пересмотреть оценочные значения неопределенности и задокументировать полученные оценки.

### **ПРОВЕРКА КОЭФФИЦИЕНТОВ ВЫБРОСОВ**

Составителю кадастра следует проводить сравнения основанных на измерениях коэффициентов с коэффициентами по умолчанию МГЭИК и с коэффициентами, рассчитанными в других странах с аналогичными характеристиками добычи и переработки угля. В случае использования коэффициентов по умолчанию МГЭИК, составляющему кадастр учреждению следует обеспечить, чтобы они были применимы и соответствовали конкретной категории. Коэффициенты по умолчанию МГЭИК следует, по мере возможности, сравнить с национальными или местными данными, с тем чтобы получить дополнительное подтверждение применимости этих коэффициентов.

### **ПРОВЕРКА ДАННЫХ О ДЕЯТЕЛЬНОСТИ**

Для этой категории источников могут потребоваться несколько разных видов данных о деятельности в зависимости от того, какой методологический уровень используется для оценки выбросов. В случаях, когда имеются данные о деятельности из нескольких источников (т.е. из национальных статистических и промышленных организаций), то они должны сверяться друг с другом для оценки их обоснованности. Значительные расхождения в данных должны быть объяснены и задокументированы. Тенденции в основных движущих факторах выбросов и в данных о деятельности в ходе времени следует проверять, а любые аномалии – исследовать.

### **ИССЛЕДОВАНИЯ ВНЕШНИМИ ЭКСПЕРТАМИ**

Оценки выбросов в кадастрах для крупной и сложной нефтегазовой промышленности подвержены значительным ошибкам из-за пропущенных или неучтенных источников, или из-за подгонки средних коэффициентов выбросов, полученных из источника данных, который представляет оценки из другой страны или региона с эксплуатационными характеристиками, отличными от имеющихся в стране, где применяется данный коэффициент выбросов. Для сведения к минимуму таких ошибок важно привлекать активно действующие промышленные предприятия к подготовке и уточнению этих кадастров.

## **4.2.4 Отчетность и документация**

*Эффективная практика* заключается в документировании и архивировании всей информации, требуемой для выполнения оценок в рамках национального кадастра выбросов, как изложено в главе 8 тома 1 настоящих Руководящих принципов МГЭИК 2006 г.

При этом практически нецелесообразно включать в кадастровый отчет всю вспомогательную документацию. Тем не менее, в кадастр должны быть включены краткие описания использованных методов и ссылки на источник данных, с тем чтобы сообщаемые в отчете оценки выбросов были прозрачными и можно было бы проследить за всеми этапами их расчетов. Ожидается, что многие страны будут использовать сочетания методологических уровней для оценки количества летучих выбросов парниковых газов в различных частях своих систем нефти и природного газа. Конкретные решения должны отражать относительную важность различных подкатегорий и наличие данных и ресурсов,

необходимых для поддержки соответствующих расчетов. В таблице 4.2.9 приведен пример шаблона с примером данных, которые могут быть использованы для удобства при суммировании применяемых методологий и источников коэффициентов выбросов и данных о деятельности.

Поскольку коэффициенты выбросов и процедуры оценки постоянно совершенствуются и уточняются, существует возможность того, что в представленных в отчетах значениях выбросов будут отмечаться изменения, в то время как в действительных выбросах никаких реальных изменений не происходит. В связи с этим, следует четко определять основную причину любых изменений в результатах в обновленных вариантах кадастра и четко указывать те изменения, которые связаны с изменениями в методах и коэффициентах.

Вопрос о конфиденциальности деловой информации может иметь разную актуальность в разных регионах в зависимости от количества действующих на рынке компаний и от характера деловой деятельности. Значение этого вопроса имеет тенденцию к повышению по мере нисходящего продвижения по всей нефтегазовой отрасли. Одним из общепринятых средств решения таких вопросов в тех случаях, когда они возникают, является агрегирование данных с использованием услуг признанной, независимой третьей стороны.

Приведенные выше указания по отчетности и документации применимы ко всем методологическим выборам. Если подходы уровня 3 используются, важно убедиться в том, что применяемые процедуры подробно освещены в отчете о кадастре, или что в имеющихся для этих процедур ссылках на *Руководящие принципы МГЭИК* не описывается стандартный подход уровня 3 для сектора нефти и газа. Существует целый ряд, который потенциально может быть классифицирован как подход уровня 3, и соответственно на сумму неопределенности результатов. Если возможно, суммарных показатели производительности и показателей деятельности должны фиксироваться для того, чтобы помочь отразить результаты на перспективу (например, общие объемы производства и транспортные расстояния, чистый импорт и экспорт, и особые виды энергии, углерод и интенсивность выбросов). Согласно представленным данным, результаты по выбросам также должны включать анализ тенденций для того, чтобы показать изменения в выбросах, данных о деятельности и интенсивности выбросов (например, в среднем выбросах на единицу активности) с течением времени. Ожидается, что точность результатов должна быть зафиксированной и области наибольшей неопределенности четко отмечены. Это критически важно для надлежащей интерпретации результатов и любых требований к реальному сокращению.

Нынешней тенденцией некоторых правительственных учреждений и отраслевых ассоциаций является разработка подробного руководства по методологии и форматам отчетности для конкретных сегментов и подкатегорий промышленности. Это, пожалуй, наиболее практичный смысл сохранения, документирования и распространения информации. Однако все такие инициативы должны соответствовать общим рамкам, установленным в Руководящих принципах МГЭИК, для того, чтобы результаты по выбросам можно было сопоставлены между странами.

**Таблица 4.2.9**  
**ФОРМАТ СУММИРОВАНИЯ ПРИКЛАДНОЙ МЕТОДОЛОГИИ И ОСНОВА ДЛЯ ОЦЕНЕННЫХ ВЫБРОСОВ ИЗ СИСТЕМ НЕФТИ И ГАЗА С ПОКАЗОМ ТИПОВЫХ ЗАПИСЕЙ**

Код МГЭИК	Наименование сектора	Подкатегория	Категория источника	Метод	Данные о деятельности			Коэффициенты выбросов			
					Тип	Основа-ние	Год	Основание/Ссылка			Дата Обновл. величины для страны
								CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub> O	
1.B.2	Нефть и природный газ										
1.B.2.a	Нефть										
1.B.2.a.i	Удаление газа										
1.B.2.a.ii	Сжигание в факелах										
1.B.2.a.iii	Все прочие										
1.B.2.a.iii.1	Разведка										
1.B.2.a.iii.2	Добыча и повышение качества										
1.B.2.a.iii.3	Транспортировка										
1.B.2.a.iii.4	Очистка										
1.B.2.a.iii.5	Распределение нефтепродуктов										
1.B.2.a.iii.6	Прочее										
1.B.2.b	Природный газ										
1.B.2.b.i	Удаление газа										



**Таблица 4.2.9 (продолжение)**  
**ФОРМАТ СУММИРОВАНИЯ ПРИКЛАДНОЙ МЕТОДОЛОГИИ И ОСНОВА ДЛЯ ОЦЕНЕННЫХ ВЫБРОСОВ ИЗ СИСТЕМ НЕФТИ И ГАЗА С ПОКАЗОМ ТИПОВЫХ ЗАПИСЕЙ**

Код МГЭИК	Наименование сектора	Подкатегория	Категория источника	Метод	Данные о деятельности			Коэффициенты выбросов			
					Тип	Основание	Год	Основание/Ссылка			Дата Обновл. величины для страны
								CH <sub>4</sub>	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub> O	
1.B.2.b.ii	Сжигание в факелах										
1.B.2.b.iii	Все прочие										
1.B.2.b.iii.1	Разведка										
1.B.2.b.iii.2	Добыча	Обслуживание скважин	Все	Уровень 1	Количество действующих скважин	Национальная статистика	2005	D	D	D	---
		Добыча газа	Утечки из оборудования	Уровень 1	Объем производства	Национальная статистика	2005	БДКВ	БДКВ	БДКВ	---
1.B.2.b.iii.3	Переработка	Все	Утечки из оборудования	Уровень 1	Объем производства	Национальная статистика	2005	D	БДКВ	БДКВ	---
1.B.2.b.iii.4	Транспортировка и хранение	Транспортировка газа	Утечки из оборудования	Уровень 2	Количество предприятий	Отраслевые исследования	2005	CS	CS	---	2005
1.B.2.b.iii.5	Распределение										
1.B.2.b.iii.6	Прочее										
1.B.3	Прочие выбросы при производстве энергии										
AP	– Компедиум API										
D	– Коэффициенты МЭИК по умолчанию										
CS	– Коэффициенты выбросов для конкретной страны										
БДКВ	– База данных коэффициентов выбросов										

## Ссылки: Добыча угля

- BCTRSE (1992). Quantification of methane emissions from British coal mine sources', prepared by British Coal Technical Services and Research Executive for the Working Group on Methane Emissions, The Watt Committee on Energy, UK.
- Bibler C.J. et al (1992). Assessment of the potential for economic development and utilisation of coalbed methane in Czechoslovakia'. EPA/430/R-92/1008. *US Environmental Protection Agency, Office of Air and Radiation, Washington, DC, USA.*
- Franklin, P., Scheehle, E., Collings R.C., Cote M.M. and Pilcher R.C. (2004). White Paper: 'Proposed methodology for estimating emission inventories from abandoned coal mines'. *USEPA, Prepared for 2006 IPCC Greenhouse Gas Inventories Guidelines Fourth Authors Experts Meeting. Energy : Methane Emissions for Coal Mining and Handling, Arusha, Tanzania*
- 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.
- IPCC/UNEP/OECD/IEA, (2000). 'IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories' UNDP & WMO.
- Kershaw S, (2005). Development of a methodology for estimating emissions of methane from abandoned coal mines in the UK, White Young Green for the Department for the Environment, Food and Rural Affairs.
- Lama RD (1992). Methane gas emissions from coal mining in Australia: estimates and control Strategies' in *Proceedings of the IEA/OECD Conference on Coal, the Environment and Development: Technologies to Reduce Greenhouse Gas Emissions, IEA/OECD, Paris, France, pp. 255-266.*
- Murtha, James A., (2002). Sums and products of distributions: Rules of thumb and applications', *Society of Petroleum Engineers, Paper 77422.*
- Mutmansky, J.M., and Y. Wang, (2000). Analysis of potential errors in determination of coal mine annual methane emissions, *Mineral Resources Engineering, 9, 2, pp. 465-474.*
- Pilcher R.C. et al (1991). Assessment of the potential for economic development and utilisation of coalbed methane in Poland'. EPA/400/1-91/032, US Environmental Protection Agency, Washington, DC, USA.
- US EPA (1993a). Anthropogenic methane emissions in the United States: estimates for the 1990 Report to the US Congress, *US Environmental Protection Agency, Office of Air and Radiation, Washington DC, USA.*
- US EPA (1993b). Global anthropogenic methane emissions; estimates for the 1990 Report to the US Congress, *US Environmental Protection Agency, Office of Policy, Planning and Evaluation. Washington, DC, USA.*
- Williams, D.J. and Saghafi, A. (1993). Methane emission from coal mining – a perspective'. *Coal J., 41, 37-42.*
- Zimmermeyer G. (1989). 'Methane emissions and hard coal mining', gluckaufhaus, Essen, Germany, Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus, personal communication.

## Ссылки: Нефть и газ

- American Petroleum Institute.
2004. Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Gas Industry. Washington, DC.
- Canadian Association of Petroleum Producers (1999). CH<sub>4</sub> and VOC Emissions From The Canadian Upstream Oil and Gas Industry. Volumes 1 to 4. Calgary, AB.
- Canadian Association of Petroleum Producers (2004). A National Inventory of Greenhouse Gas (GHG), Criteria Air Contaminant (CAC) and Hydrogen Sulphide (H<sub>2</sub>S) Emissions by the Upstream Oil and Gas Industry. Volumes 1 to 5. Calgary, AB.
- Canadian Petroleum Products Institute (CPPI) and Environment Canada (1991), Atmospheric Emissions from Canadian Petroleum Refineries and the Associated Gasoline Distribution System for 1988. CPPI Report No. 91-7. Prepared by B.H Levelton and Associates Ltd. and RTM Engineering Ltd.
- Gas Research Institute and US Environmental Protection Agency (1996). Methane Emissions from the Natural gas Industry. Volumes 1 to 15. Chicago, IL.
- IPIECA (2003). "Petroleum Industry Guidelines for Reporting Greenhouse Gas Emissions." International Petroleum Industry Environmental Conservation Association, London, UK.(December 2003)

Joint EMEP/CORINAIR (1996), Atmospheric Emission Inventory Guidebook. Volume 1, 2.

Mohaghegh, S.D., L.A. Hutchins and C.D. Sisk. 2002. Prudhoe Bay Oil Production Optimization: Using Virtual intelligence Techniques, Stage One: Neural Model Building. Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, 29 September–2 October 2002.

SFT/SN 2000b: The Norwegian Emission Inventory. Documentation of methodology and data for estimating emissions of greenhouse gases and long-range transboundary air pollutants. Statistics Norway/Norwegian Pollution Control Authority. SN report 2000/1

US EPA (1995), Compilation of Air Pollutant Emission Factors. Vol. I: Stationary Point and Area Sources, 5<sup>th</sup> Edition, AP-42; US Environmental Protection Agency, Office of Air Quality Planning and Standards, Research Triangle Park, North Carolina, USA.

US EPA (1999). Methane Emissions from the U.S. Petroleum Industry. EPA Report No. EPA-600/R-99-010, p. 158, prepared by Radian International LLC for United States Environmental Protection Agency, Office of Research and Development.