

Категория		Название
НО:	<b>1.В.2.с</b>	<b>Вентиляция и факельное сжигание</b>
ИНЗВ:	<b>090203 090206</b>	<b>Факельное сжигание на нефтеперерабатывающих заводах Факельное сжигание при нефтегазодобыче</b>
МСОК:		
Версия	<b>Руководство 2013</b>	

**Основные авторы**

Карло Троцци

**Соавторы (включая лиц, внесших свой вклад в разработку предыдущих версий данной главы)**

Марлен Плейдруп, Марк Делорье, Йеруен Кузнен, Кристин Рипдаль и Майк Вудфилд

## Оглавление

1	Общие сведения .....	3
2	Описание источников.....	3
	2.1 Описание процесса .....	3
	2.2 Методики.....	4
	2.3 Выбросы и средства регулирования .....	5
3	Методы .....	6
	3.1 Выбор метода.....	6
	3.2 Подход по умолчанию Уровня 1 .....	7
	3.3 Технологический подход Уровня 2 .....	9
	3.4 Моделирование выбросов Уровня 3 и использование объектных данных .....	13
4	Качество данных .....	15
5	Глоссарий .....	15
6	Список использованной литературы .....	15
7	Наведение справок.....	16

## 1 Общие сведения

В данной главе рассматриваются выбросы в результате вентиляции и факельного сжигания при нефтегазодобыче. Факельное сжигание, главным образом, представляет собой сжигание газа, но без использования высвобождаемой энергии. Учитываются факельное сжигание во время добычи и первичной обработки и газообразного и жидкого органического топлив, а также факельное сжигание на нефтеперерабатывающих заводах. Также в данную главу входят выбросы в результате сжигания отходов после пробной эксплуатации скважины.

Факельные выбросы в результате добычи нефти и газа являются очень серьезными источниками выбросов для стран, производящих нефть и газ. Выделяемые загрязняющие вещества - NO<sub>x</sub> и неметановые летучие органические соединения (НМЛОС), но также может происходить выброс SO<sub>x</sub>, CO, тяжелых металлов (ТМ), твердых частиц (ТЧ) и черного углерода.

## 2 Описание источников

### 2.1 Описание процесса

#### 2.1.1 Добыча нефти и газа

В целях обеспечения безопасности газ сжигается на факеле на установках нефтегазодобычи. Основные причины – недостаток технологической возможности или газотранспортной мощности, непрерывный поток избыточного газа, пуск, техническое обслуживание и аварийные ситуации (необходимы для сброса давления). Газ отводится через трубопровод на факельный оголовок, расположенный высоко над и в стороне от платформы.

Пробная эксплуатация скважины выполняется, как часть операций по поиску и разведке. После обнаружения выполняется пробная эксплуатация скважины для проверки производственной мощности и состава пластовой жидкости. Из-за недостатка средств для обработки, хранения и транспортировки, добытые нефть или газ можно утилизировать сжиганием.

#### 2.1.2 Нефтепереработка

Системы продувки используются на нефтеперерабатывающих заводах (см. главу 1.В.2.а.iv «Переработка/хранение нефти и нефтепродуктов») для сбора и разделения жидких и паровых выбросов из разных технологических установок НПЗ и оборудования (Агентство США по защите окружающей среды (US EPA), 1985, US EPA, 1992). Газовые фракции, которые могут представлять запланированные или незапланированные выбросы углеводорода, могут быть либо утилизированы или сожжены на факеле. Сжигание на факеле обеспечивает широко используемый механизм безопасности и опцию контроля выбросов для систем продувки, когда теплотворность потока выбросов невозможно рекуперировать из-за переменных или периодических выбросов во время нарушения технологических параметров/аварийных ситуаций. Неконденсированные пары из системы продувки можно сжечь на факеле, рассчитанном на работу с длительными колебаниями и скоростью потока и составом углеводорода выбросов. Альтернативно тепловые окислители используются для разрушения газовых потоков, содержащих наиболее коррозионные галогенизированные и серосодержащие компоненты.

Хотя существуют различные виды факельных систем, надземные факельные системы с обработкой паром – самые широко используемые на нефтеперерабатывающих заводах, в результате чего пар вводится в зону сжигания факела для обеспечения турбулентности и подачи воздуха на факел. Для отработанных газов с незначительной теплотворностью может также использоваться дополнительное топливо для поддержки горения. Наземные закрытые факельные системы (окислители) применяются для разрушения газовых потоков с относительно низким объемным расходом по сравнению с надземными конструкциями факелов.

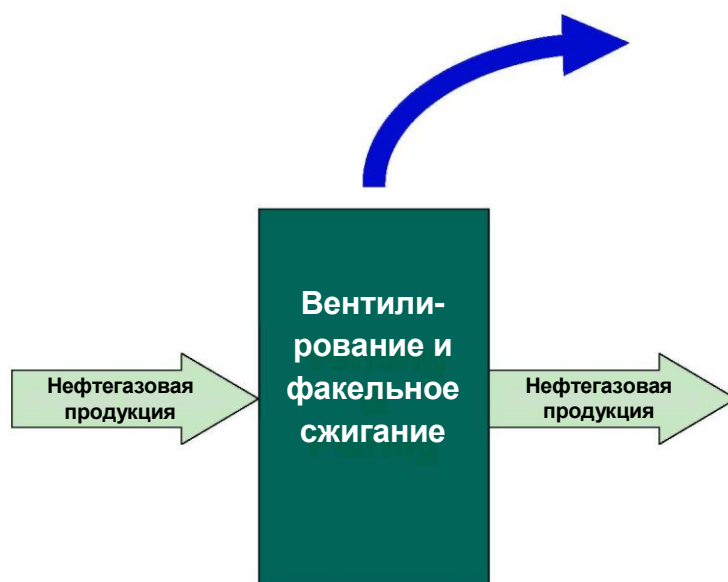


Рисунок 2-1 Технологическая схема для категории источника 1.В.2.с – Вентилирование и факельное сжигание

## 2.2 Методики

### 2.2.1 Добыча нефти и газа

Сжигание на факеле зависит от состава газа, скорости газа (производительности факела) и ветровых режимов. Существует несколько видов факельных горелок, которые также могут способствовать различным выбросам. Конструкция факела, в основном, определяется соображениями безопасности.

### 2.2.2 Нефтепереработка

#### 2.2.2.1 Надземные открытые факельные хозяйства

Надземные факелы с обработкой паром устанавливаются на достаточной высоте над заводом и размещаются на подходящих расстояниях от других НПЗ. Главным образом, факел состоит из жаропрочной факельной установки с ветрозащитой, паровыми соплами, вспомогательными газовыми/воздушными инжекторами и вспомогательной горелкой, установленной на вытяжной трубе с газовым барьером. Согласно отчету (US EPA, 1985, US EPA, 1992, MacDonald, 1990), производительность сжигания на факеле обычно превышает 98 %, в зависимости от следующих факторов (т.е. для экономичности):

- излишняя обработка паром (т.е. отношение пара/топливному газу меньше 2);
- достаточная теплотворность газа (т.е. больше 10 МДж/м<sup>3</sup>);
- низкие ветровые режимы (т.е. выше 10 м/с);
- достаточная скорость выхода газа (т.е. выше 10 м/с).

Аналогично другие виды факельных горелок, разработанные, в основном, с учетом требований безопасности, могут привести к различной производительности.

#### 2.2.2.2 Закрытые факелы

На закрытых факелах пламя заключено в камере горения с футеровкой, которая устанавливается на земле. Защитная оболочка факела эффективно устраняет видимое пламя и

тепловое излучение, а также значительно снижает уровни шума. В отличие от надземных факелов это позволяет установить факелы данного вида как можно ближе к технологическим установкам.

Горелки могут быть выполнены для производства бездымного горения путем использования воздуха, пара или газа. Альтернативно эффективное горение можно обеспечить с помощью специальных конструкций горелок без необходимости использования вспомогательных служб.

## **2.3 Выбросы и средства регулирования**

### **2.3.1 Добыча нефти и газа**

Выбросы загрязняющих веществ при факельном сжигании - это несгоревшее топливо или субпродукты процесса горения. Разные модификации горелок могут повлиять на характеристики выбросов. Повышенная производительность горения может снижать выбросы  $\text{CH}_4$  и НМЛОС. Однако это не снижает выбросы  $\text{NO}_x$  и не будет снижать выбросы  $\text{CO}_2$ . Основные выбросы при факельном сжигании лучше всего сокращаются при снижении количества газа, сбрасываемого на факел, без увеличения количества газа, непосредственно, выделяемого в атмосферу.

В настоящее время невозможно ликвидировать все факельные установки, но имеется возможность для существенного снижения объема сжигания, и сейчас проверяются технологии для дальнейшего снижения сжигания на факеле. Существуют следующие возможности:

- высоко интегрированная система защиты от избыточного давления (HIPS): утечки газа контролируются и возвращаются в технологическую систему. Факел загорается только в тех случаях, когда это действительно необходимо;
- использование азота в качестве продувочного газа (чтобы исключить взрывы (тушение) и вывод свободного кислорода из воды (отпарка));
- альтернативные методы регенерации гликоля;
- повторная подача газа в газовые коллекторы;
- возросшие возможности для транспортировки и хранения объема газа;
- сниженные требования к запальному факелу.

### **2.3.2 Нефтепереработка**

В зависимости от состава отработанного газа и других факторов, выбросы загрязняющих веществ в результате факельного горения включают несгоревшие компоненты топлива (например, метан, НМЛОС), побочные продукты процесса горения (например, сажа, частично сгоревшие продукты,  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{NO}_x$ ) и окислы серы (например,  $\text{SO}_2$ ), где компоненты серы присутствуют в отработанном газе. Нагнетание пара применяется для усиления горения при бездымном сжигании и для снижения  $\text{NO}_x$  путем уменьшения температуры факела. Повышенная производительность горения может сократить выбросы  $\text{CH}_4$  и НМЛОС, но не сократит выбросы  $\text{CO}_2$ . Выбросы при факельном горении наилучшим образом могут быть сокращены путем минимизации объема газов, сбрасываемых на факел, при условии, что сопутствующие отработанные газы не сбрасываются прямо в атмосферу.

### 3 Методы

#### 3.1 Выбор метода

Рисунок 3-1 показывает процедуру выбора методов для оценки выбросов во время вентиляции и факельного сжигания. Основная идея состоит в следующем:

- Если доступна подробная информация, необходимо ее использовать;
- Если категория источников является ключевой категорией, применяется Уровень 2 или лучший метод; кроме того, собираются подробные входные данные. Дерево решений направляет пользователя в таких случаях к методу Уровня 2, так как предполагается, что легче получить необходимые входные данные для данного подхода, чем собрать данные уровня объекта для оценки Уровня 3.
- Альтернативный вариант для метода Уровня 3 при помощи детального моделирования процесса не включен в дерево решений. Однако подробное моделирование всегда выполняется на уровне объекта, при этом результаты моделирования можно увидеть в виде данных объекта дерева решений.

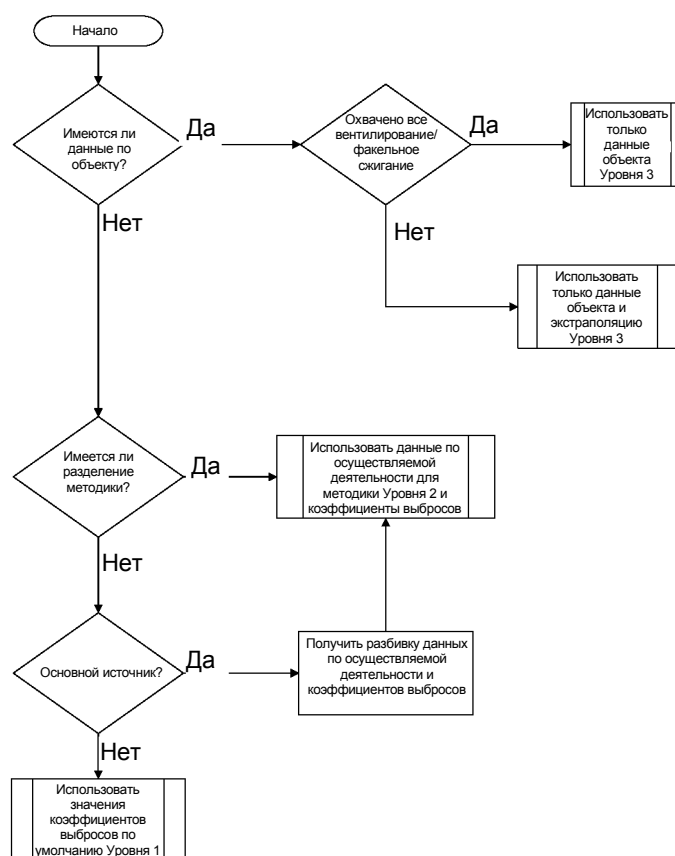


Рисунок 3-1 Дерево решений для категории источника 1.В.2.с – Вентилирование и факельное сжигание

## 3.2 Подход по умолчанию Уровня 1

### 3.2.1 Алгоритм

Подход Уровня 1 для вентиляции и факельного сжигания предполагает использование общего уравнения:

$$E_{\text{загрязнитель}} = AR_{\text{производство}} \times EF_{\text{загрязнитель}} \quad (1)$$

Это уравнение применяется на национальном уровне при использовании общего годового объема вентиляции и факельного сжигания.

Коэффициенты выбросов Уровня 1 допускают усредненную или стандартную технологию и внедрение борьбы с загрязнением окружающей среды в стране и объединяют все вспомогательные процессы для данной категории источника.

В случае, когда следует учитывать особые возможности борьбы с загрязнениями, метод Уровня 1 не применяется, а используются методы Уровня 2 и 3.

### 3.2.2 Коэффициенты выбросов по умолчанию

#### 3.2.2.1 Факельное сжигание при добыче нефти и газа

В таблице 3-1 даны коэффициенты выбросов по умолчанию для вентиляции и факельного сжигания при добыче нефти и газа.

Коэффициенты выбросов для  $\text{NO}_x$ , НМЛОС и СО оцениваются как среднее геометрическое КВ, представленных OLF (2012), Villasenor et al. (2003) и E&P Forum (1994), которые очень похожи для  $\text{NO}_x$ , но демонстрируют большее отличие для СО и НМЛОС.

Коэффициенты выбросов для  $\text{SO}_x$  основаны на предположении, что содержание серы в факельном газе составляет 6,4 частиц на миллион по весу. Если содержание серы известно, коэффициент выбросов  $\text{SO}_x$  можно оценить с помощью формулы  $EF_{\text{SO}_x} = S \times 2,0$ , где S – содержание серы в частицах на миллион по весу.

Можно предположить, что поля с высоким уровнем регуляции обладают более эффективным факелом, однако в целом необходимо провести больше измерений выбросов для установления более точного набора коэффициентов выбросов.

Таблица 3-1 Коэффициенты выбросов Уровня 1 для категории источника 1.В.2.с – Вентилирование и факельное сжигание, факельное сжигание при добыче нефти и газа

Коэффициенты выбросов по умолчанию Уровня 1					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.В.2.с	Вентилирование и факельное сжигание			
Топливо	НЕТ ДАННЫХ				
Не применяется	ГХЦГ				
Не оценено	NH <sub>3</sub> , ПХБ, ПХДД/Ф, Бензо(а)пирен, Бензо(в)флуорантен, Бензо(к)флуорантен, Индено(1,2,3-сd)пирен, ГХБ				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO <sub>x</sub>	1.4	кг/Мг сожженного газа	1.1	2.0	OLF (2012), Villasenor et al. (2003), E&P Forum (1994) *
CO	6.3	кг/Мг сожженного газа	1.2	27	OLF (2012), Villasenor et al. (2003), E&P Forum (1994) *
НМЛОС	1.8	кг/Мг сожженного газа	0.05	84	OLF (2012), Villasenor et al. (2003), E&P Forum (1994) *
SO <sub>x</sub>	0.013	кг/Мг сожженного газа	0.001	0.13	E&P Forum (1994)**
OKBЧ	2.6	kg/Mg throughput	0.26	26	***
TЧ10	2.6	kg/Mg throughput	0.26	26	Villasenor et al. (2003)
TЧ2.5	2.6	kg/Mg throughput	0.26	26	***
ЧУ	24	% TЧ2.5	2.4	240	McEwen & Johnson (2012)****
Pb	4.9	mg/Mg throughput	0.49	49	Australian Government (2010) *****
Cd	20	mg/Mg throughput	2	200	Australian Government (2010) *****
Hg	4.7	mg/Mg throughput	0.47	47	Australian Government (2010) *****
As	3.8	mg/Mg throughput	0.38	38	Australian Government (2010) *****
Cr	1.3	mg/Mg throughput	0.13	13	Australian Government (2010) *****
Cu	1.6	mg/Mg throughput	0.16	16	Australian Government (2010) *****
Ni	38	mg/Mg throughput	3.8	380	Australian Government (2010) *****
Se	0.43	mg/Mg throughput	0.043	4.3	Australian Government (2010) *****
Zn	520	mg/Mg throughput	52	5200	Australian Government (2010) *****

\* assumption: flare gas density = 0.85 kg/m<sup>3</sup> which is in line with natural gas density in Denmark and flare gas density for two of three refinery flares included in Martin et al. The third flare in Matrín et al. has been left out of account as the density is lower than what it expected for natural gas.

\*\* assumption: 6.4 ppm by weight sulphur content in gas

\*\*\* предположение: ОКВЧ = TЧ10 = TЧ<sub>2.5</sub>

\*\*\*\* предположение: теплотворность факельного газа 45 МДж/м<sup>3</sup> и плотность факельного газа 0,8 кг/м<sup>3</sup>

\*\*\*\*\* Mean value of EF for combustion of associated gas and non-associated gas



### 3.2.2.2 Факельное сжигание на нефтеперерабатывающих заводах

В таблице, указанной ниже, даны коэффициенты выбросов по умолчанию для факельного сжигания на НПЗ. Коэффициенты берутся из CONCAWE (2009). CONCAWE (2009) берет коэффициенты выбросов для ТЧ<sub>10</sub> для сжигания природного газа, и рекомендуется использовать этот КВ для сжигания газа на факеле. Предполагается, что  $KV_{OKBЧ} = KV_{TЧ10} = KV_{TЧ2.5}$ . Дальнейшие коэффициенты выбросов для ПАУ даются для сжигания природного газа в котлах и печах и применяются для сжигания на факеле в соответствии с коэффициентами выбросов для твердых частиц.

**Таблица 3-2 Коэффициенты выбросов Уровня 1 для категории источника 1.В.2.с – Вентилирование и факельное сжигание, факельная система на нефтеперерабатывающих заводах**

Коэффициенты выбросов по умолчанию Уровня 1					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.В.2.с	Вентилирование и факельное сжигание			
Топливо	НЕТ ДАННЫХ				
Не применяется	ГХЦГ				
Не оценено	NH <sub>3</sub> , ОКВЧ, ТЧ <sub>10</sub> , ТЧ <sub>2.5</sub> , ЧУ, Pb, Cd, Hg, As, Cr, Cu, Ni, Se, Zn, ПХБ, ПХДД/Ф, Бензо(а)пирен, Бензо(б)флуорантен, Бензо(к)флуорантен, Индено(1,2,3-сд)пирен, ГХБ				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO <sub>x</sub>	54	г/м <sup>3</sup> очищенного сырья	20	200	CONCAWE (2009)
CO	12	г/м <sup>3</sup> очищенного сырья	4	40	CONCAWE (2009)
НМЛОС	2	г/м <sup>3</sup> очищенного сырья	1	6	CONCAWE (2009)
SO <sub>x</sub>	77	г/м <sup>3</sup> очищенного сырья	30	200	CONCAWE (2009)

### 3.2.3 Данные по осуществляемой деятельности

#### 3.2.3.1 Добыча нефти и газа

Объем газа, сбрасываемого на факел, наиболее соответствует статистическим данным по осуществляемой деятельности. Объем газа, сбрасываемого на факел, можно измерить с помощью измерительных приборов или путем расчета. В Норвегии приблизительно 70 % установок имеют системы измерений, но в большинстве других стран эта часть, вероятно, ниже. Неточности могут составлять до 5 – 30 %, если газ измеряется. Подход к расчету массового баланса может быть равнозначным. Требования к представлению отчетности в Схемы торговли выбросами ЕС включают неопределенность для объема сжигания на факеле от 7,5% до 17% в зависимости от необходимого уровня СТВ ЕС.

#### 3.2.3.2 Нефтеперерабатывающие заводы

Чтобы применить коэффициенты выбросов по умолчанию Уровня 1, требуется годичный суммарный объем выработки каждого НПЗ, данные которого можно взять из результатов Евростата.

## 3.3 Технологический подход Уровня 2

### 3.3.1 Алгоритм

Подход Уровня 2 аналогичен Уровню 1. Для применения подхода Уровня 2, и данные по осуществляемой деятельности и коэффициенты выбросов необходимо разделить согласно разным методикам, которые могут использоваться в стране. В секторе вентиляции и факельного сжигания это факелы НПЗ и пробная эксплуатация скважины.

Подход по Уровню 2 выполняется следующим образом.

Разделение процессов вентиляции и факельного сжигания в стране для моделирования

различных типов продуктов и процессов, возникающих при учете:

- определением производства, используя каждый отдельный продукт и/или типы процессов (в формулах далее вместе называются «методики») отдельно; и
- применения коэффициентов выброса в зависимости от используемой технологии для каждого типа процесса:

$$E_{\text{загрязнитель}} = \sum_{\text{технология}} AR_{\text{производство, технология}} \times EF_{\text{технология, загрязнитель}} \quad (2)$$

где:

$AR_{\text{производство, технология}}$  = производительность в рамках категории источника, с использованием характерной технологии

$EF_{\text{технология, загрязнитель}}$  = коэффициент выбросов для данной технологии и загрязнителя

В стране, в которой внедряется только одна методика, коэффициент проникновения будет 100 % и алгоритм упрощается до:

$$E_{\text{загрязнитель}} = AR_{\text{производство}} \times EF_{\text{технология, загрязнитель}} \quad (3)$$

где:

$E_{\text{загрязнитель}}$  = выброс указанного загрязнителя,

$AR_{\text{производство}}$  = интенсивность деятельности в рамках данной категории источника;

$EF_{\text{загрязнитель}}$  = коэффициент выбросов для данного загрязнителя.

### 3.3.2 Коэффициенты технологических выбросов

В данном разделе представлены коэффициенты выбросов Уровня 2 для вентиляции и факельного сжигания.

#### 3.3.2.1 Пробная эксплуатация скважины

В таблице ниже представлены коэффициенты выбросов для пробной эксплуатации скважины. Они применимы для Норвегии и взяты из данных OLF (2012). An emission factor is provided for PAH (12 g/Mg oil burned). As this factor is considered to refer to total PAH and not PAH-4, it has not been included in Table 3-3.

Таблица 3-3 Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.В.2.с – Вентилирование и факельное сжигание, пробная эксплуатация скважины

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.В.2.с	Вентилирование и факельное сжигание			
Топливо	НЕТ ДАННЫХ				
ИНЗВ (если применимо)	090206	Факельное сжигание при нефтегазодобыче			
Технологии/методики	Пробная эксплуатация скважины				
Региональные условия	Норвегия				
Технологии снижения загрязнений					
Не применяется	ГХЦГ				
Не оценено	SOx, NH3, ОКВЧ, ТЧ10, ТЧ2.5, ЧУ, Pb, Cd, Hg, As, Cr, Cu, Ni, Se, Zn, Бензо(а)пирен, Бензо(б)флуорантен, Бензо(к)флуорантен, Индено(1,2,3-сд)пирен, ГХБ				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NOx	3.7	кг/Мг отработавшего масла	1	10	OLF (2012)
CO	18	кг/Мг отработавшего масла	6	50	OLF (2012)
НМЛОС	3.3	кг/Мг отработавшего масла	1.1	9.9	OLF (2012)
ПХДД/Ф	0.01	г/Мг отработавшего масла	0.002	0.05	OLF (2012)
ПХБ	0.22	г/Мг отработавшего масла	0.044	1.1	OLF (2012)

### 3.3.2.2 Факельное сжигание на нефтеперерабатывающих заводах

В таблице 3-4 предусмотрены коэффициенты выбросов Уровня 2 для факельного сжигания на НПЗ. Эти коэффициенты взяты из данных Европейской ассоциации нефтяных компаний за здравоохранение и охрану окружающей среды в процессе переработки и распределения нефти (CONCAWE) (2009), и идентичны коэффициентам выбросов для факельного сжигания на нефтеперерабатывающих заводах, которые приводятся в рамках Уровня 1.

В Таблице 3-4 не приводятся коэффициенты выбросов для ЧУ. McEwen и Johnson (2012) приводят коэффициенты выбросов для ЧУ как функцию объемной теплотворности для факельного сжигания:

$$KB_{\text{ЧУ}} = 0,0578 (HV) - 2,09$$

где  $KB_{\text{ЧУ}}$  является коэффициентов выбросов ЧУ [кг сажи/10<sup>3</sup> м<sup>3</sup>],  $HV$  – теплотворность факельного газа [МДж/м<sup>3</sup>].

McEwen и Johnson (2012) фокусируются на факельном сжигании в промышленности по обработке добытой нефти и газа (UOG), но данные могут применять для факельного сжигания в НПЗ при отсутствии более подходящих коэффициентов выбросов ЧУ.  $KB_{\text{ЧУ}}$  в таблице 3-1 в 24 % ТЧ<sub>2,5</sub> основан на предположении, что  $HV = 45$  МДж/м<sup>3</sup>, а плотность = 0,8 кг/м<sup>3</sup>. Если известны теплотворность и плотность факельного газа ПЗ,  $KB_{\text{ЧУ}}$  необходимо пересчитать с помощью формулы, представленной McEwen и Johnson (2012).

Таблица 3-4 Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.В.2.с – Вентилирование и факельное сжигание, факельная система на нефтеперерабатывающих заводах

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.В.2.с	Вентилирование и факельное сжигание			
Топливо	НЕТ ДАННЫХ				
Не применяется	ГХЦГ				
Не оценено	NH <sub>3</sub> , ЧУ, Se, ПХБ, ПХДД/Ф, ГХБ				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO <sub>x</sub>	32.2	г/ГДж	10	100	CONCAWE (2009)
CO	177	г/ГДж	60	500	CONCAWE (2009)
НМЛОС	0.005	г/(г НМЛОС в факельном газе)	0.003	0.01	CONCAWE (2009) *
SO <sub>x</sub>	2	г/(г S в факельном газе)	1.6	2.4	CONCAWE (2009)
OKBЧ	<b>0.89</b>	г/ГДж	0.3	3	**
ТЧ10	<b>0.89</b>	г/ГДж	0.3	3	CONCAWE (2009)
ТЧ2.5	<b>0.89</b>	г/ГДж	0.3	3	**
Pb	<b>2</b>	мг/ГДж	1	6	CONCAWE (2009)
Cd	<b>0.7</b>	мг/ГДж	0.2	2	CONCAWE (2009)
Hg	<b>0.09</b>	мг/ГДж	0.03	0.6	CONCAWE (2009)
As	<b>0.3</b>	мг/ГДж	0.1	1	CONCAWE (2009)
Cr	<b>3</b>	мг/ГДж	1	10	CONCAWE (2009)
Cu	<b>2</b>	мг/ГДж	1	6	CONCAWE (2009)
Ni	<b>4</b>	мг/ГДж	1	10	CONCAWE (2009)
Zn	<b>26</b>	мг/ГДж	10	80	CONCAWE (2009)
Бензо(а)пирен	<b>0.67</b>	мкг/ГДж	0.134	3.35	CONCAWE (2009)
Бензо(б)флуорантен	<b>1.14</b>	мкг/ГДж	0.228	5.7	CONCAWE (2009)
Бензо(к)флуорантен	<b>0.63</b>	мкг/ГДж	0.126	3.15	CONCAWE (2009)
Индено(1,2,3-сд)пирен	<b>0.63</b>	мкг/ГДж	0.126	3.15	CONCAWE (2009)

\* предположение: 0.5 % углеводородов остается несгоревшим

\*\* предположение: ОКВЧ = ТЧ10 = ТЧ2.5

### 3.3.3 Устранение загрязнений окружающей среды

Существует ряд технологий дополнительной очистки, целью которых является снижение выбросов конкретных загрязнителей. Получающиеся выбросы можно рассчитать заменой характерного для технологии коэффициента выброса уменьшенным коэффициентом выброса, как представлено в формуле:

$$EF_{\text{технология, уменьш.}} = (1 - \eta_{\text{устранение загрязнений}}) \times EF_{\text{технология, неуменьш.}} \quad (4)$$

Для дополнительных технологий контроля в пределах данной категории источника нет никаких данных результативности устранения загрязнения окружающей среды.

### 3.3.4 Данные по осуществляемой деятельности

Для пробной эксплуатации скважины количество отработавшего масла соответствует статистическим данным по осуществляемой деятельности.

Что касается факелов нефтеперерабатывающих заводов, то необходимой информацией является суммарный ежегодный объем факельного газа.

### 3.4 Моделирование выбросов Уровня 3 и использование объектных данных

#### 3.4.1 Алгоритм

Оценка выбросов Уровня 3 для данной категории источника будет включать моделирование процесса. Моделирование процесса включает отдельную оценку каждого процесса, примающего во внимание установленные системы очистки.

В данной главе рассматриваются несколько моделей оценки выбросов.

#### 3.4.2 Моделирование выбросов Уровня 3 и использование объектных данных

##### 3.4.2.1 Вентилирование при добыче нефти и газа

Для  $\text{NO}_x$ , сжигание в факеле можно классифицировать в соответствии с его расходом. Чем ниже расход, тем ниже коэффициент выбросов  $\text{NO}_x$ . Следующее уравнение может применяться, если недоступны лучшие данные.

$$g \text{ NO}_x/\text{Нм}^3 = X + 20, \quad (5)$$

где X - расход газа из расчета млн.  $\text{м}^3/\text{день}$  (Celius, 1992).

Для НМЛОС,  $\text{CH}_4$  и  $\text{CO}$  выбросы будут зависеть от нагрузки и, соответственно, эффективности сжигания на факеле, хотя нет никаких данных. Можно допустить, что выбросы этих соединений сталкиваются с тенденцией  $\text{NO}_x$ .

##### 3.4.2.2 Запальный газ

Чтобы оценить выбросы в результате сжигания запального топливного газа, используемого для начала сжигания на факеле, или топлива, необходимого для поддержки горения, рекомендуется использовать коэффициенты выбросов при сжигании, предусмотренные в главе 1.А.1 «Сжигание в энергетических отраслях промышленности», относящиеся к коду НО 1.А.1.в «Очистка нефти и нефтепродуктов».

##### 3.4.2.3 Вентилирование на объектах добычи нефти и газа

###### *Комбинированное нефтегазовое хозяйство*

В следующих таблицах перечислены коэффициенты выбросов для вентиляции на объекте и на миллион  $\text{Нм}^3$  производимого газа.

Таблица 3-5 Предполагаемые коэффициенты выбросов для вентиляции (кг/млн.  $\text{Нм}^3$  производимого газа) (OLF, 1993)

	НМЛОС	$\text{CH}_4$	$\text{CO}_2$	Коды качества
Норвегия	76	98	0	С

**Таблица 3-6** Предполагаемые коэффициенты выбросов для вентиляции (Мг на объект) (OLF, 1993, UKOOA, 1995)

	НМЛОС	СН <sub>4</sub>	СО <sub>2</sub>	Коды качества
Норвегия	30	20	0	С
Великобритания	550	660	70	С

Как правило, вентиляция будет происходить гораздо выше на старых платформах, чем на более новых. Основными причинами для такой разницы являются последние платформы, которые были внедрены для использования систем низкого давления, с большей утилизацией углеводородных газов, использованием турбин с электрическим пуском вместо того, чтобы использовать газопроводные системы, а также отойдя от практики вентиляции. Если лучшие данные не доступны, рекомендуется применить максимальный предполагаемый коэффициент выбросов.

*Хозяйства, вырабатывающие только газ*

**Таблица 3-7** Предполагаемые коэффициенты выбросов для вентиляции (Brown и др., 1993, Picard и др., 1992, SRI 1994)

	НМЛОС	СН <sub>4</sub>	СО <sub>2</sub>	Единицы	Качество
Великобритания	61	498	25	Мг/установку	С
Канада	0.19	0.33		Мг/установку	С
Россия	1.4-2.1 *			Мг/установку	С
Нидерланды	0.6	6.7	0.2	Мг/установку	С

Примечание

\* Общее кол-во летучих органических соединений. Потери при вентиляции и неорганизованных выбросах.

*Хозяйства, вырабатывающие только нефть*

**Таблица 3-8** Предполагаемые коэффициенты выбросов для вентиляции (Brown и др., 1993, Picard и др., 1992, SRI 1994)

	НМЛОС	СН <sub>4</sub>	СО <sub>2</sub>	Единицы	Качество
Великобритания	300	270	240	Мг/установку	С
Канада	0.24	0.44		Мг/установку	С
Россия	2.6			Мг/установку	С
Нидерланды	0.9	9.3	0.3	Мг/установку	С

*Конечные станции газопровода*

**Таблица 3-9** Предполагаемые коэффициенты выбросов для вентиляции (Гг/терминал) (Brown и др., 1993, Picard и др., 1992, SRI 1994)

	НМЛОС	СН <sub>4</sub>	СО <sub>2</sub>	Расход	Качество
Великобритания	0.28	2.4	0.034	-	С
Канада	0.007	0.013	-	-	С
Норвегия	0	0	0	25 млрд. Нм <sup>3</sup>	С
Россия	5-12 *			22 млрд. Нм <sup>3</sup>	С

Примечание

\* Включая потери неорганизованных выбросов и метан.

### 3.4.3 Данные по осуществляемой деятельности

#### 3.4.3.1 Добыча нефти и газа

Для данной модели процесса, описанной в предыдущем разделе, требуется указать общий дневной расход газа (м<sup>3</sup>/день).

#### 3.4.3.2 Нефтеперерабатывающие заводы

Поскольку газовые потоки, разрушенные в факелах, могут иметь очень разнообразный состав, необходимо знать состав потока, чтобы определить чистую теплотворную способность и массовую концентрацию бензола, НМЛОС и серы.

#### 3.4.3.3 Добыча нефти и газа

Соответствующие данные по осуществляемой деятельности представляют общий объем добычи нефти и газа. Некоторые коэффициенты также указаны в количестве, выделенном на терминале или установке; для них общее количество установок в стране - соответствующие статистические данные об осуществляемой деятельности.

## 4 Качество данных

Какая-то специфика отсутствует.

## 5 Глоссарий

Нм <sup>3</sup>	м <sup>3</sup> при «нормальных» условиях: p=1 бар и T=273,15 К
-----------------	--

## 6 Список использованной литературы

Australian Government (2010): Emission estimation technique manual for oil & gas exploration & production. Version 1.2

Brown and Root (1993). 'Environmental atmospheric emissions from UK oil and gas exploration and production facilities in the continental shelf area'. United Kingdom Offshore Association Limited.

CONCAWE (2009). 'Air pollutant emission estimation methods for E-PRTR reporting by refineries'. Prepared by the ConcaWE Air Quality Management Group's Special Task Force on Emission Reporting Methodologies (STF-69), P. Roberts (technical coordinator). Report No 1/09, Brussels, January 2009.

E&P Forum (1994): Methods for estimating atmospheric emissions from E&P operations. The Oil Industry International. Report no. 2.59/197

MacDonald R.J. (1990). 'Industrial flare efficiency', University of Waterloo. Report prepared for the Industrial Program Branch, Environment Canada.

McEwen, J.D.N. and Johnson, M.R. (2012): Black carbon particulate matter emission factors for buoyancy-driven associated gas flares. Journal of the air and waste management association, 62,

pp. 307-321

Martin, J., Lumbreras, J. & Rodríguez, M.E.: Testing flare emission factors for flaring in refineries.

OLF (2012): Veiledning til den Årlige Utslippsrapporteringen. Gjelder: Klifs TA 2718 "Retningslinjer for rapportering fra petroleumsvirksomhet til havs" & Statens strålevern "Retningslinjer for årlig rapportering av utslipp fra petroleumsvirksomhet. Stavanger, January 8<sup>th</sup>, 2012. (in Norwegian)

Picard D.J., Ross B.D., Koon D.W.H. (1992). 'A detailed inventory of CH<sub>4</sub> and VOC emissions from upstream oil and gas operations in Alberta', Clearstone Engineering Ltd.

SRI (Scientific Research Institute of Atmospheric Air Protection) (1994). 'Emissions of hydrocarbons in gas industry, oil production industry, gas- and oil refining industries of Russia'. *SRI Atmosphere*. Report, St. Petersburg.

UKOOA (1995). United Kingdom Offshore Operators Association Limited, Guidelines on atmospheric emissions inventory. Issue No 1, July 1995.

Villasenor, R., Magdaleno, M., Quintanar, A., Gallardo, J.C., López, Jurado, R., Miranda, A., Aguilar, M., Melgarejo, L.A., Palmerín, E., Vallejo, C.J. & Barchet, W.R. (2003): An air quality emission inventory of offshore operations for the exploration and production of petroleum by the Mexican oil industry. *Atmospheric Environment* 37 (2003) 3713-3729

## 7 Наведение справок

Все вопросы по данной главе следует направлять соответствующему руководителю (руководителям) Целевой группы по инвентаризации и прогнозу выбросов. О том, как связаться с сопредседателями ЦГИПВ вы можете узнать на официальном сайте ЦГИПВ в Интернете ([www.tfeip-secretariat.org/](http://www.tfeip-secretariat.org/)).