

Категория		Название
НО:	<b>1.В.2.а.iv</b>	<b>Неорганизованные выбросы: Переработка и хранение нефти</b>
ИНЗВ:	<b>0401</b>	<b>Процессы в нефтяной промышленности</b>
	<b>040101</b>	<b>Переработка нефтепродуктов</b>
	<b>040102</b>	<b>Крекинг с псевдоожиженным катализатором – котел СО</b>
	<b>040103</b>	<b>Установки по извлечению серы</b>
	<b>040104</b>	<b>Хранение и обработка нефтепродуктов на НПЗ</b>
	<b>040105</b>	<b>Другое</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 и Стивен Ричардсон

## Оглавление

1	Общие сведения.....	3
2	Описание источников.....	3
2.1	Описание процесса .....	3
2.2	Методики .....	5
2.3	Средства регулирования.....	6
3	Методы .....	11
3.1	Выбор метода .....	11
3.2	Подход по умолчанию Уровня 1 .....	12
3.3	Технологический подход Уровня 2.....	13
3.4	Моделирование выбросов Уровня 3 и использование объектных данных .....	19
4	Качество данных.....	24
4.1	Полнота .....	24
4.2	Предотвращение двойного учета с другими секторами .....	24
4.3	Проверка .....	24
4.4	Разработка согласованных временных рядов и повторный расчет .....	25
4.5	Оценка неопределенности.....	25
4.6	Обеспечение/контроль качества инвентаризации ОК/КК.....	25
4.7	Координатная привязка .....	25
4.8	Отчетность и документация .....	25
5.	Список использованной литературы .....	26
6.	Наведение справок .....	27

## 1 Общие сведения

Данная глава рассматривает выбросы объектов нефтеперерабатывающей промышленности. Данная промышленность преобразует сырую нефть в более, чем 2500 переработанных продуктов, включая жидкие виды топлива (начиная с автомобильного бензина и заканчивая топочным мазутом), побочное топливо и исходное сырье (такие как асфальт, смазочные вещества, газы, кокс), а также первичные нефтепродукты (например, этилен, толуол, ксилол). Деятельность нефтеперерабатывающих заводов начинается с получения НПЗ сырой нефти на хранение, включает всю обработку нефтепродуктов и операции по переработке, и заканчивается хранением переработанной продукции до ее перевозки с НПЗ (Агентство по охране окружающей среды США (US EPA), 2006 г.).

В данную главу включены не все процессы, которые могут привести к выбросам в воздух:

выбросы, произошедшие в результате обработки сырья сырой нефти, включены в главу 1.В.2.а.i;

- процесс сжигания освещен в главе 1.А.1.b;
- выбросы в результате факельного сжигания включены в главу 1.В.2.с. Сжигание наземных факелов также входит в главу 1.В.2.с, а не в 6.С.b, т.к. указанная глава (6.С.b) сфокусирована на твердых и жидких отходах, а не газах;
- выбросы в результате окисления асфальта (битума) включены в главу 3.С;
- выбросы, произошедшие в результате загрузки сырья в установки НПЗ для отгрузки, включены в главу 1.В.2.а.v;
- выбросы, произошедшие в результате очистки сточных вод на НПЗ и восстановления серы, включены данную главу;
- оценка выбросов неметановых летучих органических соединений (НМЛОС) в результате разливов и аварийных сбросов рассматривается вне условий данного руководства. Также не включены выбросы в результате производства первичных нефтепродуктов, даже если эти реагенты производятся на нефтеперерабатывающем заводе. См. главу 2.В – Химическая промышленность для руководства при оценке выбросов в результате деятельности химической промышленности.

Нефтеперерабатывающие заводы – являются источниками выбросов  $SO_2$  и НМЛОС, а также менее значительными источниками выбросов твердых частиц,  $NO_x$  и  $CO$ .

## 2 Описание источников

### 2.1 Описание процесса

Нефтеперерабатывающая промышленность использует широкий спектр процессов. Виды процессов, работающих на одной установке, зависят от разнообразия экономических и логистических факторов, таких как качество сырья из сырой нефти, доступности и стоимости сырой нефти (а также альтернативного сырья), наличия и стоимости оборудования и сооружений, потребности в переработанном продукте.

В рамках технологических процессов на нефтеперерабатывающем заводе можно определить 4 основные категории:

#### 1. Процессы разделения

Сырая нефть состоит из смеси углеводородных соединений, включающих парафиновые, нафтеновые и ароматические углеводороды плюс небольшое количество примесей, состоящих из серы, азота, кислорода и металлов. Первая фаза операций переработки нефти заключается в разделении сырой нефти на фракции с единой точкой кипения, используя три процесса разделения нефти: атмосферная перегонка, вакуумная перегонка и извлечение легких фракций (переработка газа).

## 2. Процессы преобразования

Там, где есть высокий спрос на высокооктановый бензин, авиационное топливо и дизельное топливо, компоненты, такие как остаточные нефтепродукты, нефтяное топливо и легкие фракции, преобразуются в бензин и другие легкие фракции. Процессы крекинга, коксования и висбрекинга делят большие молекулы нефти на молекулы меньшего размера. Процессы полимеризации и алкилирования перегруппировывают структуру молекул нефти в молекулы большего размера. Процессы изомеризации и ремформинга перегруппировывают структуру молекул нефти для создания молекул того же размера, но с более высоким значением.

## 3. Процессы обработки

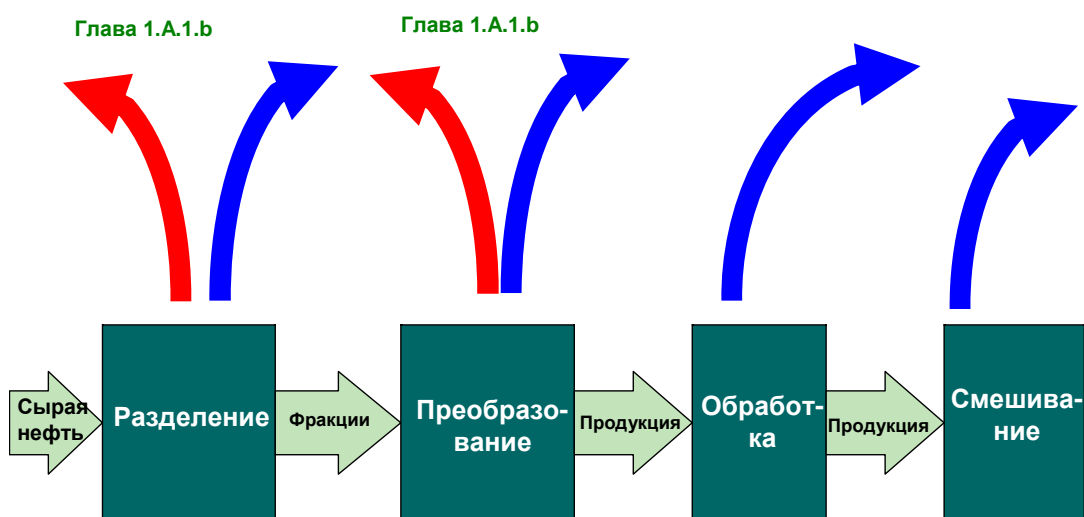
Процессы обработки нефти стабилизируют и улучшают нефтепродукты.

Деминерализация применяется для удаления соли, минералов, песка и воды из сырой нефти до очистки. Нежелательные элементы, такие как сера, азот и кислород, удаляются из промежуточных продуктов путем обессеривания, гидроочистки, химической очистки и удаления кислых газов. Деасфальтизация применяется для выделения асфальта из других продуктов. После этого асфальт можно полимеризовать и пассивировать при помощи продувки (см. подсектор 3.С Химическая продукция).

## 4. Смешивание

Потоки из разных установок совмещаются для производства бензина, керосина, газойля и топочного мазута, а также в некоторых случаях для производства нескольких специальных продуктов.

На рисунке 2-1 представлен общий вид 4 основных категорий, описанных в данном разделе.



**Рисунок 2-1** Технологическая схема для категории источника 1.В.2.а.ив Переработка и хранение. Красная стрелка указывает на выбросы при сжигании; они учитываются для категории источника НО 1.А.1.в Очистка нефти и нефтепродуктов. Синяя стрелка указывает на производственные выбросы, рассматриваемые в данной главе.

Источники поверхностных выбросов определяются как источники летучих органических углеродов неметанового ряда, не связанные со специальным процессом, но которые распространяются по нефтеперерабатывающему заводу. Неорганизованные технические выбросы являются подклассом поверхностных выбросов, и источники включают клапаны всех типов, фланцы, уплотнения насоса и компрессора, предохранительные клапаны, патрубки для отбора проб и дренажа технологических стоков. Эти источники, например, могут применяться в трубопроводах, транспортирующих сырую нефть, промежуточные соединения, сточные воды или продукцию.

Обратите внимание, что данная категория будет фактически включать поверхностные выбросы со всех таких источников НПЗ, в отличие от тех источников, которые только связаны с производственными выбросами.

### ***Регенерация серы***

Регенерация серы, используемой и на нефтеперерабатывающих заводах, и в установках перерабатывающих природный газ, преобразует побочный продукт, содержащий сульфид водорода ( $H_2S$ ), в кислый газ, который переходит в элементарную серу. На начальных этапах переработки сырой нефти с высоким содержанием серы или газа технологические и топливные газы, содержащие значительное количество  $H_2S$ , очищаются в растворе нерегенерированного амина, чтобы поглотить компоненты серы. Следующим шагом  $H_2S$  десорбируется для подачи, либо сырьевого газа в установку по извлечению серы, либо очищенный  $H_2S$  может быть сожжен в факеле или на установках, где сера не восстанавливается. Более подробная информация о процессах извлечения серы дана в подразделе 3.4.2.2 настоящей главы.

### ***Хранение и обработка***

Хранение и обработка сырой нефти, промежуточных соединений и продуктов на НПЗ – один из этапов процесса очистки.

Выбросы возникают в результате испарения из парка резервуаров и перемещения паров во время заправки.

Промежуточные соединения и продукты могут храниться в разнообразных резервуарах. В данной главе рассматриваются следующие категории резервуаров:

- резервуары с фиксированной крышей
- резервуар с плавающей крышей
- понтон
- другие типы резервуаров, такие как паровые пространства с переменными характеристиками.

Напорные резервуары считаются второстепенными источниками и не включены в данную главу.

## **2.2 Методики**

Для хранения и обработки продукции различаются следующие резервуары для хранения нефтепродуктов:

- резервуары с фиксированной крышей – стандартный вертикальный резервуар с фиксированной крышей, состоящий из цилиндрического наружного кожуха с постоянно закрепленной крышей, которая может отличаться по конструкции, она может быть конической, куполообразной или плоской. Эти резервуары свободно вентилируются или оснащены дыхательным клапаном резервуара, который препятствует выходу паров при очень незначительных изменениях температуры, давления или уровня жидкости. Этот вид резервуара используется для хранения продукции, такой как керосин, газойль и топливо.

Сырая нефть и летучие продукты хранятся в резервуарах с плавающей крышей.

Существует два типа:

- Резервуары с плавающей крышей (EFR) - резервуары с плавающей крышей обычно состоят из цилиндрического стального кожуха с отъемной крышей, оборудованного

крышей, которая плавает на поверхности хранящейся жидкости. Эти резервуары оборудованы системой уплотнений, которая крепится к периметру крыши и соприкасается со стенкой резервуара. Система с плавающей крышей и уплотнение используются для снижения потерь содержимого при испарении. Потери от испарения из резервуара с плавающей крышей ограничены потерями из системы уплотнений и патрубки крыши (потери на испарение при хранении) и любая жидкость, выступающая на стенках резервуара (потери при откачивании);

- резервуары с понтонами (IFR) – резервуар с понтоном оснащен постоянной закрепленной крышей, а также понтоном (крышей). Резервуары со стационарными крышами доработаны внутренней крышей, которые обычно оснащены стационарной крышей, поддерживаемой вертикальными колоннами в резервуаре. Резервуары с плавающей крышей, которые были переделаны в резервуары типа IFR путем модернизации стационарной крыши в EFR, обычно оснащены автономной стационарной крышей. Вновь сконструированный резервуар с понтоном может быть оснащен любым типом стационарной крыши. Понтон может быть контактного типа (крыша плавает непосредственно на поверхности жидкости) или неконтактного типа (крыша прикреплена к понтонам, плавающим на поверхности жидкости). Оба типа включают уплотняющие затворы и отводы крыши. Потери от испарения из-под крыши могут выходить из отводов, разъемных сальников крыши и из-под уплотнения, установленного в межстенном пространстве между крышей и стенкой. Как правило, циркуляционные вентиляторы на стационарной крыше обеспечивают свободное вентилирование этих выбросов, хотя, как вариант, можно установить дыхательные клапаны резервуара.
- резервуары с изменяющимся паровым пространством – такие резервуары оборудованы расширяемыми паровыми емкостями для размещения изменяемого объема пара из-за изменения температуры и барометрического давления. Эти емкости обычно соединены с паровым пространством одного или больше резервуаров со стационарными крышами. Резервуары с подъёмной крышей (выдвижная крыша) и резервуары с эластичной диафрагмой – два типа резервуаров с изменяющимся паровым пространством, но этот тип резервуара редко используется на нефтеперерабатывающих заводах. Потери из этих резервуаров возникают, когда изменяющееся паровое пространство полностью заполнено, например, когда пар перемещается жидкостью из резервуара со стационарной крышей в резервуар с изменяющимся паровым пространством.

## 2.3 Средства регулирования

### *Производственные выбросы*

Системы вакуумной перегонки, каталитического крекинга, термического крекинга, обессеривания, продувки, процессы извлечения серы, окисления асфальта и сжигания были определены как возможно важные источники SO<sub>2</sub> и НМЛОС в результате переработки нефтепродуктов с относительно небольшим выделением твердых частиц, NO<sub>x</sub> и CO (US EPA, 2006).

### *Перегонка вакуума*

Отбензиненная нефть, откачиваемая из куба атмосферной ректификационной колонны, включает углеводороды с высокой точкой кипения. Отбензиненная нефть делится на фракции с общей точкой кипения путем газообразования и конденсирования в вакуумной колонне при очень низком давлении и в атмосфере пара. Основная часть паров, удаляемых из колонны паровым эжектором или вакуумными насосами, возвращаются обратно в конденсаторы. Неожигаемая часть регулируется в соответствии с тем, как описано ниже.

Основные источники выбросов НМЛОС, относящиеся к вакуумной колонне, включают паровые эжекторы и вакуумные насосы, которые отводят пары через конденсатор.

Способы контроля таких выбросов включают вентилирование в системах продувки или системах подачи топливного газа, например, для использования в печах или котлах-

утилизаторах (см. главу 1.А.1 Сжигание в энергетических отраслях промышленности и код НО 1.А.1.б Очистка нефти и нефтепродуктов). Такие технологии контроля, как правило, более, чем на 99 % эффективнее в случае регулирования выбросов углеводорода.

#### *Каталитический крекинг*

Установки каталитического крекинга используют тепло, давление и катализаторы для преобразования тяжелых топлив в более легкие продукты с распределением продукции, благоприятной для компонентов смешения бензина и дистиллята.

Процессы крекинга с псевдоожиженным катализатором (FCC) используют окончательно разделенные катализаторы, которые суспендируются в разделительной колонне с горячими парами свежего сырья. Продукты реакции паров углеводорода отделяются от частиц катализатора в циклонных пылеуловителях и направляются в ректификационную колонну. Отработанный катализатор поступает в блок регенерации, в котором отложения сжигаются до повторной переработки.

Процессы крекинга с движущимся катализатором (TCC) включают одновременное перемешивание горячих паров сырья с зёрнами катализатора, которые стекают в секцию блока разделения и фракционирования.

Помимо продуктов сгорания из нагревателей появляются выбросы в результате процессов каталитического крекинга – в результате регенерации катализатора. Эти выбросы включают НМЛОС, NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub>, CO, твердые частицы, аммиак, альдегиды и цианиды.

В модулях FCC выбросы твердых частиц регулируются циклонными пылеуловителями и/или электростатическими пылеуловителями. Котлы-утилизаторы CO могут использоваться для снижения выбросов CO и углеводорода до незначительных уровней.

Регенерация катализатора TCC производит гораздо меньшее количество выбросов, чем в случае модулей FCC. Выбросы твердых частиц могут регулироваться высокоэффективными циклонными пылеуловителями. Выбросы CO и НМЛОС из модуля TCC сжигаются до ничтожно малых уровней, пропуская топливные газы через топку промышленного нагревателя или горелку с дымовым шлейфом.

SO<sub>x</sub> в результате регенерации катализатора может быть удален посредством пропускания топливных газов через скруббер с водяным орошением или щелочной скруббер.

#### *Термический крекинг*

Установки термического крекинга выделяют молекулы тяжелой нефти, подвергая их воздействию более высокой температуры. В процессе лёгкого крекинга для понижения вязкости нефтепродуктов (висбрекинг) отбензиненная нефть или остатки вакуума нагреваются и под тепловым воздействием отгоняют легкие фракции в печь, а затем в ректификационную колонну. В процессе коксования остатки вакуума и смолы после термической обработки подвергаются крекингу при высокой температуре и низком давлении с долгим периодом обработки. В Европе существует много установок висбрекинга, установки коксования применяются гораздо реже.

Выбросы из этих установок описаны недостаточно. При замедленном коксовании выбросы твердых частиц и углеводородов связаны с удалением кокса из коксового барабана, и последующими операциями обработки и хранения. В целом не осуществляется никакого контроля выбросов углеводорода в процессе замедленного коксования, хотя в некоторых случаях выбросы из коксового барабана собираются в замкнутой системе и направляются на факел НПЗ.

#### *Обессеривание*

Обессеривание дистиллятов выполняется посредством преобразования меркаптанов в алкил-дисульфиды в присутствии катализатора. За преобразованием может последовать этап выделения, при котором происходит удаление дисульфидов.

Выбросы углеводородов, в основном, возникают в результате контакта дистиллята и воздуха на стадии продувки воздухом. Эти выбросы связаны с типом и конфигурацией оборуования, а также с рабочими условиями и способами обслуживания.

### *Системы продувки*

Многие установки процесса очистки, допускающие выбросы углеводородов – коллектор в устройстве сбора (т.е. система продувки), который включает комплект барабанов и конденсаторов, посредством чего жидкости отделяются для переработки, а пары удаляются, перерабатываются или сжигаются на факеле с закачиванием пара (по сжиганию на факеле см. главу 1.В.2.с – Вентиляция и факельное сжигание).

### *Установки для регенерации серы*

Остаточный газ из установки Клауса для регенерации серы содержит множество загрязняющих веществ в результате прямых реакций процесса окисления, включая  $\text{SO}_2$  и не участвовавший в реакции  $\text{H}_2\text{S}$ , другие продукты реакции со стороны печи, такие как восстановленные сернистые соединения и меркаптаны (например,  $\text{COS}$ ,  $\text{CS}_2$ ), а также небольшое количество  $\text{CO}$  и ЛОС. Эти компоненты могут выделяться непосредственно в более старых или очень небольших неконтролируемых установках Клауса. Количество и состав компонентов серы в остаточном газе установки Клауса непосредственно связаны с эффективностью регенерации серы, которая зависит от таких коэффициентов, как количество каталитических этапов, концентрации  $\text{H}_2\text{S}$  и других загрязнителей в сырьевом газе, стехиометрического баланса входящих газообразных компонентов, рабочих температур, эффективности сжигания и обслуживания катализатора. Стандартный диапазон производительности установки Клауса составляет от 94–96 % для двухступенчатых блоков до 97–98,5 % для четырехслойных установок катализатора и, поскольку данный процесс термодинамически ограничен, отходящий газ содержит процентное количество сернистых соединений, которые могут быть впоследствии переработаны для регулирования очистки и выбросов. Когда поток сырьевого газа гораздо меньше одномерного движения для установки Клауса, и, когда состав и поток кислого газа колеблется в диапазоне от 80 до 90 %, может быть трудно достичь таких высоких значений производительности. Для таких трудных условий уже была зарегистрирована производительность в диапазоне от 80 до 90 %.

Сокращение выброса остаточного газа в результате работы установки Клауса обычно достигается с помощью одного из способов контроля, включающих следующие три вида:

- Реакция Клауса, распространяющаяся на жидкую фазу с низкой температурой: имеется несколько процессов, распространяющих реакцию Клауса на жидкую фазу при низкой температуре, тем самым на каталитических этапах при очень низких температурах происходит увеличение конверсии. Эти процессы ведут к общим процессам регенерации высокосернистых компонентов (например, 98–99 %) и, соответственно, к сниженным выбросам соединений серы в остаточном газе.
- Очистка остаточных газов: хотя имеется несколько видов скрубберов остаточных газов, применяется два общих вида для снижения выбросов серы в результате процесса очистки серы – скрубберы окисления или редуцирования остаточных газов. Например, система окисления скруббера Wellman-Lord применяется в сочетании со сжиганием остаточных газов, в результате чего сернистые соединения установки Клауса окисляются до  $\text{SO}_2$  в процессе сжигания, и этот компонент абсорбируется раствором сульфита натрия/бисульфита с соответствующим выбросом отходящего газа. Затем при кипении раствор бисульфита разлагается на составные части, чтобы снизить остаток сульфита натрия для повторного использования и потока очищенной  $\text{SO}_2$ , который возвращается в процесс Клауса. С помощью данной системы может быть очищено до 99,9 % серы. В скруббере восстановления сернистые соединения остаточного газа преобразуются посредством процесса дегидрирования в  $\text{H}_2\text{S}$ , который, либо отводится в процесс Клауса обычными аминовыми скрубберами для регенерации/повторного использования, либо преобразуется в серу вне установки Клауса с помощью процесса Стретфорда по преобразованию ненасыщенного  $\text{H}_2\text{S}$  в серу.
- Сжигание остаточных газов: Также выбросы из установки Клауса могут непосредственно сжигаться для преобразования более опасных редуцированных сернистых соединений в  $\text{SO}_2$  при соответствующих условиях сжигания для выброса в дымоход.



### *Источники поверхностных выбросов*

Выбросы можно классифицировать, в зависимости от того, можно ли их контролировать в пределах источника (например, в трубе технологической вентиляции, дымоходе или вытяжной трубе камеры сгорания), когда они называются «канальными» выбросами, или можно ли их только контролировать вне источника, например, резервуаров для хранения, сепараторов для отделения воды от нефти и т.п., когда они называются «поверхностными» выбросами. Так называемые «неорганизованные» выбросы, возникающие в результате утечек из герметичных компонентов, являются подклассом поверхностных выбросов (Европейская Комиссия, 2003).

### *Хранение и обработка*

Для всех резервуаров общее количество выбросов НМЛОС – результат двух видов потерь. Первый вид потерь – потери при дыхании резервуара или потери при испарении, которые для резервуаров со стационарными крышами являются выбросами паров в резервуаре из-за изменения метеорологических условий, таких как температура и давление, без какого-либо заметного изменения уровня жидкости в резервуаре. Для резервуаров с плавающими крышами потери при испарении возникают из-за утечки пара, просачивающихся через уплотнения, отводы крыши и т.п. Большая часть выбросов из резервуаров с плавающими крышами - это потери при испарении. Второй вид потерь – производственные потери (в т.ч. потери при откачивании). Для резервуаров с фиксированными крышами это является результатом перемещения паров при заполнении и испарении продукта, оставшегося на кожухе резервуара при опустошении. Для резервуаров с плавающими крышами производственные потери происходят только при испарении продукта, оставшегося на кожухе резервуара, когда капли в виде продукта на плоской крыше удаляются с резервуара (СРПИ и охрана окружающей среды Канады, 1991).

Все промежуточные соединения и конечные продукты подлежат хранению в соответствующих контейнерах: герметичные емкости для газов, резервуары с плавающими крышами для легкоиспаряющихся жидкостей, резервуары со стационарными крышами для керосина, дистиллята, топлива и других нелетучих жидкостей.

Современные рабочие процедуры – важная часть программы контроля выбросов НМЛОС. В эту часть могут входить такие пункты, как обеспечение того, что люки крыши и т.п. не будут открываться без надобности, частых внешних осмотров и окраски резервуаров для хранения легкоиспаряющихся продуктов краской ненасыщенных тонов для снижения воздействия солнечной радиации.

Балансировка паров, при которой пары, перемещенные во время обработки, собираются и улавливаются, и могут контролировать производительность от 90 до 98 %. Способы улавливания паров включает абсорбцию пара/жидкости, сжатие пара, охлаждение пара и/или адсорбцию пара/твердых частиц. Можно получить производительность до 90 – 98 %, в зависимости от используемых способов, конструкции установки, состава уловленных паров, и механического состояния системы (Европейская Комиссия, 2005).

Другие программы контроля включают изменение конструкции и являются конкретными для рассматриваемого резервуара, обобщенными, по типу резервуара, указанному ниже.

- Резервуары со стационарными крышами – выбросы резервуара со стационарной крышей изменяются, как функция емкости резервуара, давление паров содержимого, коэффициент использования резервуара и атмосферных условий. Выбросы могут контролироваться путем установки внутренней крыши и уплотнений с контролем производительности от 60 до 99 %. Контроль эффективности зависит от типа крыши и уплотнения, также устанавливаемых в зависимости от типа органической жидкости, подлежащей хранению.
- Резервуары с плавающими крышами – эффективность первичных уплотнений может быть улучшена путем установки вторичного уплотнения поверх первичного. Погодозащитные козырьки можно установить для обеспечения защиты систем уплотнений. Резервуары с плавающими крышами также можно дооборудовать

стационарной крышей. Потери из отводов крыши можно сократить при помощи соответствующей конструкции, монтажа, обслуживания и использования.

- Резервуары с понтонами – дополнительный контроль потерь при испарении можно обеспечить путем установки вторичных уплотнений. Что касается резервуаров с плавающими крышами, потери из отводов крыши можно сократить при помощи соответствующей конструкции, монтажа, обслуживания и использования.

#### *Сбор и обработка нефтезагрязнённой воды*

Поверхностные выбросы из-за испарения углеводородов, захваченных в воде в системах дренажа технологических стоков и системах дренажа нефтесодержащих стоков, а также сепараторах для отделения воды от нефти могут контролироваться посредством герметизации дренажных отверстий и прилегающих крышек на сепараторы.

#### *Неорганизованные выбросы технологического процесса*

Источники неорганизованных выбросов технологического процесса включают клапаны всех видов, фланцы, насосы в углеводородной среде (уплотненные или герметичные), уплотнения компрессоров, устройства сброса давления, открытые линии или клапаны, соединения для отбора проб.

Для этих источников была найдена очень высокая корреляция между скоростью массовых выбросов и типом среды потока, которой применяются источники. Для компрессоров проходящие через них газы классифицируются как водородная или углеводородная среда. Для всех других источников потоки распределяются в одну из трех групп потоков: потоки газа/пара, потоки светлой жидкости/двухфазные потоки, потоки керосина и тяжелой жидкости. Было выявлено, что источники в газообразной/парообразной среде имеют более высокую скорость выбросов, чем в более тяжелой среде потока. Данная тенденция особо ощутима для клапанов и уплотнений насосов. Клапаны – основной вид источников НМЛЮС. Это вызвано их количеством и относительно высоким объемом утечки.

Обычно контроль неорганизованных выбросов включает снижение до минимума утечки и разливы с помощью изменения оборудования, изменения процесса и улучшенного контроля, учета и обслуживания.

В таблице, указанной ниже, представлено описание применимых технологий контроля.

**Таблица 2-1 Технологии контроля неорганизованных источников (US EPA, 2006)**

<b>Неорганизованный источник</b>	<b>Технология контроля</b>
Клапаны трубопроводов	программы контроля и обслуживания
Открытые клапаны	установка крышки или заглушки на открытый клапан/трубопровод
Фланцы	контроль и обслуживание
Уплотнения насоса	механические уплотнения, двойные уплотнения, уплотнения для продувки, программы контроля и обслуживания, вентиляторы контролирующие дегазацию
Уплотнения компрессора	механические уплотнения, двойные уплотнения, уплотнения для продувки, программы контроля и обслуживания, вентиляторы контролирующие дегазацию
Дренаж технологических стоков	Ловушки и крышки
Нагнетательный / предохранительный клапан	Разрывные диафрагмы по течению потока отвода и/или сброса на факел

## 3 Методы

### 3.1 Выбор метода

Рисунок 3-1 показывает процедуру выбора методов для оценки выбросов во время работы объектов нефтеперерабатывающей промышленности. 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.

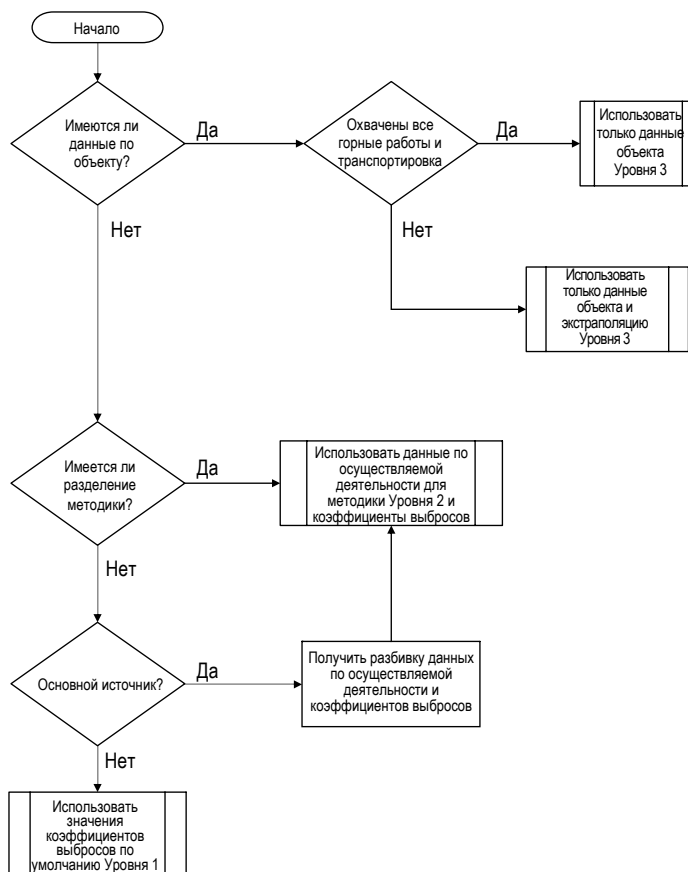


Рисунок 3-1 Дерево решений для категории источника 1.В.2.а.ив Переработка и хранение

## 3.2 Подход по умолчанию Уровня 1

### 3.2.1 Алгоритм

Подход Уровня 1 для нефтеперерабатывающей промышленности предполагает использование общего уравнения:

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

Данная формула применяется на национальном уровне, используя общее производство очищенной нефти в качестве производственной статистики. Также в качестве производственной статистики возможно использовать суммарный объем сырой нефти.

Коэффициенты выбросов Уровня 1 допускают усредненную или стандартную технологию и внедрение борьбы с загрязнением окружающей среды в стране и объединяют все вспомогательные процессы в рамках процесса очистки нефти.

В тех случаях, когда учитываются определенные меры по сокращению выбросов, метод Уровня 1 применять нельзя, и тогда следует воспользоваться методом Уровня 2 или Уровня 3.

### 3.2.2 Коэффициенты выбросов по умолчанию

Коэффициент выбросов по умолчанию Уровня 1 был установлен посредством слияния данных статистик:

- все выбросы от нефтеперерабатывающих заводов для EU-27 в 2010 году, которые были представлены в E-РВПЗ;
- общая производственная статистика для EU-27 в 2010 году из данных Евростата.

Слияние этих двух баз данных предоставляет оценку первого порядка для коэффициента выбросов всех соответствующих загрязняющих веществ. Эти коэффициенты выбросов используются в качестве оценки Уровня 1 и отображаются в таблице 3-1. Погрешность этих коэффициентов квалифицируется как С.

Выбросы DCE, DCM и тетрахлорэтилена могут возникать в виде выбросов от нефтехимических установок, расположенных рядом с НПЗ на его площадке. Рекомендуется брать коэффициенты выбросов для этих загрязняющих веществ из заключений Европейского реестра выбросов и переносов загрязнителей (E-РВПЗ). См. подробную информацию в главе 2.В – Химическая промышленность.

**Таблица 3-1 Коэффициенты выбросов Уровня 1 для категории источника 1.В.2.а.іv Переработка и хранение**

Коэффициенты выбросов по умолчанию Уровня 1					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.В.2.а.іv	Переработка/хранение нефти и нефтепродуктов			
Топливо	НЕТ ДАННЫХ				
Не применяется	ГХЦБ				
Не оценено	ЧУ, Бензо(а)пирен, Бензо(б)флуорантен, Бензо(к)флуорантен, Индено(1,2,3-сд)пирен, ГХБ, ГХЦ, ПХДД/Ф				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO <sub>x</sub>	0.24	кг/Мг сырой нефти	0.08	0.72	1)
CO	0.09	кг/Мг сырой нефти	0.03	0.26	1)
НМЛОС	0.20	кг/Мг сырой нефти	0.07	0.61	1)
SO <sub>x</sub>	0.62	кг/Мг сырой нефти	0.21	1.9	1)
NH <sub>3</sub>	0.0011	кг/Мг сырой нефти	0.0004	0.0034	1)

ОКВЧ	0.016	кг/Мг сырой нефти	0.005	0.048	2)
ТЧ10	0.0099	кг/Мг сырой нефти	0.003	0.030	1)
ТЧ2,5	0.0043	кг/Мг сырой нефти	0.001	0.013	2)
Pb	0.0051	г/Мг сырой нефти	0.002	0.015	1)
Cd	0.0051	г/Мг сырой нефти	0.002	0.015	1)
Hg	0.0051	г/Мг сырой нефти	0.002	0.015	1)
As	0.0051	г/Мг сырой нефти	0.002	0.015	1)
Cr	0.0051	г/Мг сырой нефти	0.002	0.015	1)
Cu	0.0051	г/Мг сырой нефти	0.002	0.015	1)
Ni	0.0051	г/Мг сырой нефти	0.002	0.015	1)
Se	0.0051	г/Мг сырой нефти	0.002	0.015	1)
Zn	0.0051	г/Мг сырой нефти	0.002	0.015	1)
ПХДД/Ф	0.0057	мкг/Мг сырой нефти	0.002	0.017	1)

Примечание:

1) КВ уровня 1 оцениваются как выбросы, о которых сообщено EU27 Е-РВПЗ за 2010 г., поделенные на количество "Исходных данных по преобразованию на НПЗ" в 2010 г., представленное Евростатом (Поставка, преобразование, потребление – нефть – ежегодные данные [nrg\_102a]).

2) КВ для ОКВЧ и ТЧ<sub>2,5</sub> оцениваются из КВ ТЧ<sub>10</sub> уровня 1 и среднего значения ОКВЧ/ТЧ<sub>10</sub> и ТЧ<sub>2,5</sub>/ТЧ<sub>10</sub> для регенераторов каталитической крекинговой установки и установок для коксования в текущей среде.

Большая часть выбросов от НПЗ происходит во время технологических процессов и от источников сжигания, например, твердые частицы выбрасываются в результате процесса каталитического крекинга и сжигания топлив. Чтобы предупредить удваивание при оценке выбросов, где большая часть выбросов должна учитываться как выбросы от источников сжигания, коэффициенты выбросов Уровня 1 указаны в главе 1.А.1 – Сжигание в энергетических отраслях промышленности в соответствии с кодом NFR 1.А.1.б - Очистка нефти и нефтепродуктов.

Следует уделять особое внимание, если подход Уровня 1 используется для оценки выбросов данной категории источника, т.к. в этом случае выбросы таких загрязняющих веществ не подлежат регистрации в категории источника с кодом NFR 1.А.1.б - Очистка нефти и нефтепродуктов для исключения двойного учета.

### 3.2.3 Данные по осуществляемой деятельности

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

В отличие от других категорий источников подход Уровня 2 для нефтеперерабатывающего сектора отличается от подхода Уровня 1. Подход Уровня 2 для НПЗ определяет разные процессы на НПЗ и обеспечивает для них коэффициенты выбросов, характерные для процесса. Общее количество выбросов определяется путем сложения всех коэффициентов выбросов, характерных для процесса.

Для применения подхода Уровня 2, и данные по осуществляемой деятельности и коэффициенты выбросов необходимо разделить согласно разным методикам, которые могут использоваться в стране. Это можно выполнить:

- определить производство, используя каждый отдельный продукт и/или типы процессов (в формулах далее вместе называются «методики») отдельно; и
- применить коэффициенты выбросов, характерные для технологии каждого типа

процесса:

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

где:

$AR_{\text{производство, методика}}$  = 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:

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

где:

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

$AR_{\text{производство}}$  = интенсивность деятельности для очистки нефти и нефтепродуктов,

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

### 3.3.2 Коэффициенты технологических выбросов

Данный раздел поделен на два, в первом обсуждаются коэффициенты технологических выбросов, и коэффициенты неорганизованных выбросов, соответственно. Данный раздел обеспечивает коэффициенты технологических выбросов для процессов НПЗ, для различных методик, доступных для использования. Большая часть коэффициентов берется из CONCAWE (2009), и, если не указано иное, основана на неконтролируемых процессах.

#### 3.3.2.1 Регенераторы блоков каталитического крекинга

Коэффициенты выбросов, указанные в таблице 3-2, даны для частичного сжигания без использования котлов CO. Для коэффициентов выбросов, используемых при регенерации полного горения или частичного горения в котле с CO, используйте эти коэффициенты выбросов в сочетании с соответствующими данными результативности устранения загрязнения окружающей среды, указанные в подразделе 3.3.3.1 настоящей главы.

Таблица 3-2 Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.В.2.а.ив  
Обработка, хранение, каталитический крекинг среды – котлы СО (не  
установлены)

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
Код	Название				
Категория источника НО	1.В.2.а.ив	Переработка/хранение нефти и нефтепродуктов			
Топливо	НЕТ ДАННЫХ				
ИНЗВ (если применимо)	040102	Каталитический крекинг – котел СО			
Технологии/методики	Регенераторы блоков каталитического крекинга Частичное горение без котла СО				
Региональные условия					
Технологии снижения загрязнений	Циклонные системы, установленные внутри регенератора				
Не применяется	ГХЦГ				
Не оценено	ГХБ, ПХБ, ПХДД/Ф				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
NO <sub>x</sub>	0.2	кг/м3 свежего сырья	0.12	0.29	CONCAWE (2009)
СО	39	кг/м3 свежего сырья	24	55	CONCAWE (2009)
НМЛОС	0.63	кг/м3 свежего сырья	0.38	0.88	CONCAWE (2009)
SO <sub>x</sub>	1.4	кг/м3 свежего сырья	0.85	2	CONCAWE (2009)
ННЗ	0.16	кг/м3 свежего сырья	0.093	0.22	CONCAWE (2009)
ОКВЧ	0.7	кг/м3 свежего сырья	0.05	2	Environment Australia, 1999
ЧУ10	0.55	кг/м3 свежего сырья	0.18	1.6	CONCAWE (2009)
ЧУ2,5	0.24	кг/м3 свежего сырья	0.08	0.5	1)
ЧУ	0.13	% ЧУ2,5	0.05	0.2	2)
Pb	0.32	г/м3 свежего сырья	0.11	0.96	CONCAWE (2009)
Cd	0.063	г/м3 свежего сырья	0.021	0.19	CONCAWE (2009)
Hg	0.07	г/м3 свежего сырья	0.023	0.21	CONCAWE (2009)
As	0.014	г/м3 свежего сырья	0.0046	0.042	CONCAWE (2009)
Cr	0.33	г/Мг сожженного кокса	0.1	1	Bertrand & Siegell, 2002; CONCAWE (2009)*
Cu	0.14	г/м3 свежего сырья	0.046	0.42	CONCAWE (2009)
Ni	0.61	г/м3 свежего сырья	0.2	1.8	CONCAWE (2009)
Se	0.014	г/м3 свежего сырья	0.005	0.042	CONCAWE (2009)
Zn	0.12	г/м3 свежего сырья	0.039	0.35	CONCAWE (2009)
Бензо(а)пирен	0.71	мг/Мг сожженного кокса	0.4	1.4	CONCAWE (2009)
Бензо(б)флуорантен	1.2	мг/Мг сожженного кокса	0.6	2.4	CONCAWE (2009)
Бензо(к)флуорантен	0.82	мг/Мг сожженного кокса	0.4	1.6	CONCAWE (2009)
Индено(1,2,3-сd)пирен	0.62	мг/Мг сожженного кокса	0.3	1.2	CONCAWE (2009)

1) Предположение, что  $TЧ_{.5} = TЧ_1 = 43\%$  от  $TЧ_{10}$  в соответствии с предположением для переработки/хранения, основано на Kurianen & Klimont (2004)

2) Среднее значение КВ из Olmez et al. (1988), Cooper et al. (1987) и Chow et al. (2004).

Коэффициент выбросов для ЧУ относится к выбросам  $TЧ_{2,5}$  после устранения загрязнения окружающей среды во внешней вытяжной трубе, в то время как коэффициент выбросов  $TЧ_{2,5}$  относится к уровням выбросов до этого устранения загрязнения окружающей среды.

\* КВ, рассчитанные из данных в Bertrand & Siegell, 2002, основаны на формуле CONCAWE (2009) раздел 5.2

### 3.3.2.2 Установки каталитического реформинга

В таблице 3-3 указаны коэффициенты выбросов для выбросов SO<sub>x</sub> СО и ПХДД/Ф из установок каталитического реформинга.

Таблица 3-3 Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.В.2.а.ив  
Обработка, хранение, установки каталитического реформинга

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.В.2.а.ив	Переработка/хранение нефти и нефтепродуктов			
Топливо	НЕТ ДАННЫХ				
ИНЗВ (если применимо)	040102	Каталитический крекинг – котел СО			
Технологии/методики	Установки каталитического реформинга				
Региональные условия					
Технологии снижения загрязнений	не контролируются				
Не применяется	ГХЦГ				
Не оценено	NOx, НМЛОС, NH <sub>3</sub> , ОКВЧ, ЧУ10, ЧУ2.5, ЧУ, Pb, Cd, Hg, As, Cr, Cu, Ni, Se, Zn, ПХБ, Бензо(а)пирен, Бензо(б)флуорантен, Бензо(к)флуорантен, Индено(1,2,3-сд)пирен, ГХБ				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Lower	Upper	
СО	42	г/м3 свежего сырья	10	100	CONCAWE (2009)
SOx	4	г/м3 свежего сырья	2	10	CONCAWE (2009)
ПХДД/Ф	0.019	мг/м3 свежего сырья	0.0019	0.19	CONCAWE (2009)*

\* Постоянный режим регенерации. Для режима с периодической регенерацией в CONCAWE (2009) приводится коэффициент выбросов с загрузкой 6.35E-06мкг/м3

### 3.3.2.3 Модули коксования в текучей среде

В таблице 3-4 указаны коэффициенты неконтролируемых выбросов для модулей коксования в текучей среде. При использовании контролируемых выбросов для котлов-утилизаторов, СО или топочных, см. подраздел 3.3.3.1 – данные результативности устранения загрязнения окружающей среды.

Таблица 3-4 Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.В.2.а.ив  
Обработка, хранение, модули коксования в текучей среде

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.В.2.а.ив	Переработка/хранение нефти и нефтепродуктов			
Топливо	НЕТ ДАННЫХ				
ИНЗВ (если применимо)					
Технологии/методики	Модули коксования в текучей среде				
Региональные условия					
Технологии снижения загрязнений	Первичный циклонный пылеуловитель, установленный для снижения твердых частиц				
Не применяется	ГХЦГ				
Не оценено	NOx, СО, SOx, NH <sub>3</sub> , ВС, Cd, Cr, Бензо(а)пирен, Бензо(б)флуорантен, Бензо(к)флуорантен, Индено(1,2,3-сд)пирен, ПХДД/Ф, ГХБ, ПХБ				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
НМЛОС	0.046	кг/м3 свежего сырья	0.02	0.2	CONCAWE (2009)
ОКВЧ	1.5	кг/м3 свежего сырья	0.6	4.9	Environment Australia, 1999
ТЧ10	0.77	кг/м3 свежего сырья	3	2.5	CONCAWE (2009)
ТЧ <sub>2.5</sub>	0.33	кг/м3 свежего сырья	0.2	1.6	1)
Pb	0.045	г/м3 свежего сырья	0.02	0.2	CONCAWE (2009)
Hg	0.03	г/м3 свежего сырья	0.01	0.1	CONCAWE (2009)
As	2.2	г/м3 свежего сырья	1	6	CONCAWE (2009)
Cu	0.015	г/м3 свежего сырья	0.01	0.6	CONCAWE (2009)
Ni	0.57	г/м3 свежего сырья	0.2	2	CONCAWE (2009)
Se	0.03	г/м3 свежего сырья	0.01	0.1	CONCAWE (2009)
Zn	0.045	г/м3 свежего сырья	0.02	0.2	CONCAWE (2009)

1) Предположение, что ТЧ<sub>5</sub> = ТЧ<sub>1</sub> = 43 % от ТЧ<sub>10</sub> в соответствии с предположением для переработки/хранения, основано на Kuriainen & Klimont (2004)



### Системы продувки

Газообразные выбросы из систем продувки НПЗ перерабатываются и/или сжигаются в факеле. Коэффициенты выбросов для факелов НПЗ указаны в главе 1.В.2.с.

Вентилирование и факельное сжигание.

#### 3.3.2.4 Окисление асфальта

Коэффициенты выбросов для окисления асфальта указаны в подразделе 3.С Химическая продукция.

На нефтеперерабатывающих заводах газообразные выбросы в результате окисления асфальта контролируются, например, путем использования скруббера, а затем остаточный газ поступает в термический окислитель. Коэффициенты выбросов для тепловых окислителей указаны в главе 1.В.2.с. Вентилирование и факельное сжигание.

#### 3.3.2.5 Регенерация серы

Выбросы SO<sub>2</sub> в результате извлечения серы можно оценить путем использования коэффициента выброса Уровня 2, указанного в таблице 3-5. Предполагается, что все операции по регенерации серы – это применяемая двухступенчатая и неконтролируемая технология доочистки отходящих газов. Выбросы SO<sub>2</sub> консервативно оцениваются путем использования максимального коэффициента неконтролируемого выброса и общего количества серы, произведенной в процессе регенерации. Это обеспечило бы верхний предел до возможных выбросов, но при отсутствии более подробной информации о производстве, представляет приемлемый для использования метод оценки. Подробная информация по выбросам в результате регенерации серы указана в разделе по Уровню 3 при использовании модели процесса.

**Таблица 3-5 Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.В.2.а. iv Переработка и хранение, регенерация серы**

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.В.2.а.iv	Переработка/хранение нефти и нефтепродуктов			
Топливо	НЕТ ДАННЫХ				
ИНЗВ (если применимо)	040103	Установки для регенерации серы			
Технологии/методики	Двухступенчатый процесс регенерации серы				
Региональные условия					
Технологии снижения загрязнений	Неконтролируемая технология доочистки отходящих газов				
Не применяется	ГХЦГ				
Не оценено	NOx, CO, НМЛОС, NH <sub>3</sub> , ОКВЧ, ТЧ10, ТЧ2.5, BC, 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-сd)пирен, ГХБ				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Lower	Upper	
SOx	140	кг/Мг произведенной серы	50	400	CONCAWE (2009)

#### 3.3.2.6 Склад бензина

По складам бензина на НПЗ см. раздел по Уровню 3.

Поверхностные выбросы НМЛОС, включая те, которые возникают в результате хранения и обработки летучих продуктов, в системах дренажа/установках обработки воды и источниках неорганизованных технических выбросах, оцениваются путем сложения объема производства сырой нефти каждого НПЗ и коэффициента выброса, указанного в таблице 3-6.

**Таблица 3-6 Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.В.2.а.ив Переработка и хранение, Поверхностные выбросы**

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.В.2.а.ив	Переработка/хранение нефти и нефтепродуктов			
Топливо	НЕТ ДАННЫХ				
ИНЗВ (если применимо)	0401	Процессы в нефтяной промышленности			
Технологии/методики	Поверхностные выбросы				
Региональные условия					
Технологии снижения загрязнений					
Не применяется	ГХЦБ				
Не оценено	NOx, CO, SOx, NH3, ОКВЧ, ТЧ10, ТЧ2.5, BC, 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	
НМЛОС	0.2	кг/Мг объема сырой нефти	0.1	0.4	из данных E-PRTR / EUROSTAT

Примечание

<sup>1</sup> Коэффициент выбросов, взятый из результатов исследований E-PRTR 2010, в результате работы нефтеперерабатывающих заводов

### 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:

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

В настоящем разделе представлены значения результативности устранения загрязнений окружающей среды по умолчанию для ряда процессов устранения загрязнения окружающей среды, применимых в данном секторе.

#### 3.3.3.1 Регенераторы блоков каталитического крекинга

Для регенераторов блоков каталитического крекинга коэффициенты выбросов Уровня 2, указанные в таблице 3-2, даны для частичного сжигания без использования котлов CO, и с установленным первичным циклонным пылеуловителем. В таблице 3-7 данные результативности устранения загрязнения окружающей среды для других методик рассчитываются с учетом этих коэффициентов выбросов.

**Таблица 3-7 Эффективность устранения загрязнений ( $\eta_{\text{устранение загрязнений}}$ ) для категории источника 1.В.2.а.ив Обработка, хранение, регенераторы блоков каталитического крекинга**

Эффективность устранения загрязнений Уровня 2					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.В.2.а.ив	Переработка/хранение нефти и нефтепродуктов			
Топливо	НЕТ ДАННЫХ				
ИНЗВ (если применимо)	040102	Каталитический крекинг – котел CO			
Технологии/методики	Регенераторы блоков каталитического крекинга				
Технологии снижения загрязнений	Загрязнитель	Эффективность	95% доверит. интервал		Ссылки
			Значение по умолчанию	Нижний	
Частичное горение с использованием котла CO	CO	99.5%	99%	100%	European Commission (2003)
	НМЛОС	99.5%	99%	100%	European Commission (2003)
	NH3	99.5%	99%	100%	European Commission (2003)
Регенерация полного сжигания	CO	99.5%	99%	100%	European Commission (2003)

	НМЛОС	99.5%	99%	100%	European Commission (2003)
	NH <sub>3</sub>	99.5%	99%	100%	European Commission (2003)
Дополнительные стадии циклонного пылеуловителя	ТЧ10	60%	30%	90%	European Commission (2003)
Электростатический пылеуловитель	ТЧ10	95%	90%	98%	European Commission (2003)

Полная регенерация при сжигании и котлы СО окисляют горючие компоненты в выбросах. Фактически, как это видно из таблицы, при использовании любой из двух методик, выбросы СО, НМЛОС, NH<sub>3</sub> и С<sub>6</sub>Н<sub>6</sub> (бензол) считаются ничтожно малыми. Использование одной из двух методик не снижает уровни выбросов загрязняющих веществ, которые не перечислены в таблице 3-7.

Внутреннее пространство основной конструкции регенератора каталитического крекинга обычно включает резервуар регенератора, пылеуловительные циклонные системы для отделения частиц катализатора от паров углеводорода. Дополнительные пылеуловительные циклонные системы и/или электростатические пылеуловители могут быть установлены снаружи регенератора для снижения последующих выбросов твердых частиц.

### 3.3.4 Данные по осуществляемой деятельности

Требуется объем производства сырой нефти по каждому НПЗ. Для расчета выбросов в результате регенерации нефти требуется количество произведенной серы. Для установок каталитического крекинга и коксования требуется общее количество свежего сырья для установок. В масштабе страны общее количество свежего сырья для каждого вида установки можно допустить равным общим проектным мощностям установок каталитического крекинга и коксования, установленным на НПЗ.

## 3.4 Моделирование выбросов Уровня 3 и использование объектных данных

### 3.4.1 Алгоритм

Существует два разных способа использования методов оценки выбросов, которые выходят за пределы описанного выше подхода для конкретной технологии:

- Подробное моделирование процесса;
- использование отчетов на уровне объекта.

#### 3.4.1.1 Подробное моделирование процесса

Анализ выбросов Уровня 3 посредством данных о процессе создают отдельные оценки для каждого процесса, принимая во внимание установленные системы удаления частиц. Например, используется информация о компонентах оборудования, установленных на НПЗ для оценки неорганизованных выбросов во время технологического процесса. Для резервуаров для хранения может использоваться информация о размере, фитингах резервуара и т.п. для оценки выбросов с учетом каждого резервуара.

#### 3.4.1.2 Данные объектного уровня

В тех случаях, когда доступны достаточно качественные объектно-ориентированные данные по выбросам (см. главу 6, Управление инвентаризацией, а также ее усовершенствование и обеспечение/контроль ее качества в части А), рекомендуется воспользоваться этими данными. Существует две возможности:

- отчеты по производственному объекту охватывают все НПЗ в стране;
- отчеты по выбросам объектного уровня для всех НПЗ в стране отсутствуют.

Если данные объектного уровня охватывают все НПЗ в стране, следует сравнить применяемые коэффициенты выбросов (зафиксированные выбросы, разделенные

национальным производством очищенных нефтепродуктов) со значениями по умолчанию коэффициентов выбросов или коэффициентов выбросов, характерных для технологий. Если подразумеваемые коэффициенты выбросов находятся вне 95 % доверительного интервала для заданных значений, то рекомендуется объяснить причины этого в отчете по составлению регистра выбросов.

Если общий годовой объем производства сырой нефти от НПЗ в стране не включен в состав всех отчетов по объектам, необходимо оценить недостающую часть общих национальных выбросов от категории источника, посредством экстраполяции:

$$E_{\text{Итого, загрязнитель}} = \sum_{\text{Объекты}} E_{\text{Объект, загрязнитель}} + \left( \text{Национальное производство} - \sum_{\text{Объекты}} \text{Производство}_{\text{Объект}} \right) \times EF \quad (5)$$

В зависимости от определенных национальных обстоятельств и охвата отчетов объектного уровня по сравнению с общим национальным производством сырой нефти на НПЗ, коэффициент выброса ( $EF$ ) в данной формуле необходимо выбрать из следующих возможных вариантов в порядке убывания предпочтения:

- коэффициенты технологических выбросов, основанные на знании типов технологий реализованных на заводах, на которых отчеты по выбросам на уровне завода отсутствуют;
- коэффициент подразумеваемых выбросов, который получен из имеющихся отчетов по выбросам:

$$EF = \frac{\sum_{\text{Объекты}} E_{\text{Объект, загрязнитель}}}{\sum_{\text{Объекты}} \text{Производство}_{\text{Объект}}} \quad (6)$$

- коэффициент выбросов уровня 1 по умолчанию. Рекомендуется выбирать данный вариант только в том случае, если отчеты по выбросам уровня завода охватывают более 90 % общенационального производства.

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

#### 3.4.2.1 Производственные выбросы

При оценке выбросов Уровня 2 в результате процессов каталитического крекинга и коксования в псевдооживленном слое используются расчетные мощности этих видов установок для выделения значения общего свежего сырья.

В рамках Уровня 3 следует использовать фактические данные по свежему сырью технологических установок по нефтепереработке.

#### 3.4.2.2 Регенерация серы

Если допустимо, при наличии данных по осуществляемой деятельности, предпочтительная методология по оценке выбросов  $SO_2$  в результате регенерации серы могла бы включать массовый баланс серы или измерения выбросов из каждой установки для обнаружения коэффициентов выбросов по конкретной производственной площадке, или данных выбросов всех потенциально значимых источников.

С учетом подхода массового баланса, как минимум, содержание серы и объемы материалов сырьевого газа установки по извлечению серы (например, потоки кислого газа или сернистые отходящие газы абсорбера) необходимы для определения массы серы на входе. Он также может включать приход серы в результате отгонки кислой воды из сточных вод. Совместно с массой выработанной элементарной серы требуется определить качество серы в выбросах остаточного газа. Это можно выполнить путем расчета коэффициента извлечения серы, зная количество и тип установок по извлечению серы, включая каталитические стадии установки Клауса, и/или путем измерения объема и сернистости остаточного газа. Необходимо также учесть выбросы  $SO_2$  связанные с

регенерацией катализатора, где это применимо на месте, а также неучтенные потери должны соответствовать балансу. При преобразовании в SO<sub>2</sub> выбросы в результате операций по извлечению серы (выражено в кг SO<sub>2</sub> / мг произведенной чистой элементарной серы) можно рассчитать по формуле:

$$\text{Выбросы SO}_2 \text{ (кг/Мг)} = \frac{100 - \% \text{ извл.}}{\% \text{ извл.}} \times 2000 \quad (7)$$

В случаях, где остаточный газ проходит дальнейшую обработку в скрубберах или инсинераторах, выбросы лучше определять путем тестирования дымовой трубы. Коэффициенты выбросов впоследствии можно использовать для расчета выбросов, если требуется, пока значительно не изменится период контроля процесса или выбросов. На данном этапе рекомендуется определить новые коэффициенты выбросов на конкретной площадке, исходя из тестирования или замеров массового баланса.

Соответственно, самый надежный альтернативный вариант оценки выбросов - рассчитать каждую установку по извлечению серы как точечный источник, используя технологическую и производственную информацию о конкретной площадке. Идеально учесть информацию о среднем проценте извлечения серы по конкретной площадке, который может использоваться для определения коэффициентов выбросов по конкретной площадке, допуская, что вся сера выделяется в виде SO<sub>2</sub>. Если информация по извлечению серы отсутствует, эти данные можно оценить по количеству каталитических этапов и уровню контроля. Смотри таблицу 3-8, представленную ниже. Коэффициенты в таблице даны для потоков сырьевого газа с высокой концентрацией H<sub>2</sub>S. Газы с низкой концентрацией H<sub>2</sub>S могут иметь более низкие коэффициенты. Например, у двух- или трехступенчатой установки может быть коэффициент извлечения 95 % для 90 % потока H<sub>2</sub>S, 93 % для 50 % H<sub>2</sub>S и 90 % для 15 % H<sub>2</sub>S.

**Таблица 3-8 Процент извлечения серы для модифицированной установки Клауса (US EPA, 2006)**

Кол-во каталитических стадий	Контроль	Средний % извлечения серы
2	не контролируются	93,5(в диапазоне от 92-95)
3	не контролируются	95,5 (в диапазоне от 95-96)
4	не контролируются	96,5 (в диапазоне от 96-97)
2	контролируется	98.6
3	контролируется	96.8

Примечание. Неконтролируемые коэффициенты выбросов – это расчетное значение E, контролируемые коэффициенты выбросов имеют ранг качества B.

### 3.4.2.3 Источники поверхностных выбросов

В рамках Уровня 2 типичный коэффициент выброса обеспечивается для всех источников поверхностных выбросов НМЛЮС. Рекомендуется, где имеются данные, зависящие от местных условий, использовать следующие методики оценки.

#### **Методики оценок выбросов при хранении**

Для видов резервуаров, используемых для хранения легкоиспаряющихся жидкостей на нефтеперерабатывающих заводах, методики оценки выбросов предоставлены US EPA (2006). Эти методики требуют следующей информации о резервуарах: содержимое, размер, цвет кожуха, типы отводов плавающих крыш, количество и др., исходя из типа резервуара. Программное обеспечение для расчета выбросов с помощью алгоритмов, имеющихся в публикации US EPA на вебсайте EPA [www.epa.gov](http://www.epa.gov), или на CD-ROM (US EPA, 2005).

#### **Коэффициенты выбросов для систем дренажа**

Следующий алгоритм обеспечивает оценку выбросов из всей системы дренажа технологических стоков НПЗ (CONCAWE, 2009). Системы дренажа, работающие на чистой воде (с минимально возможным контактом с водой), а также ливневых сточных водах, не допустимы.

Отверстия (сточные колодцы и т.п.) системы дренажа технологических стоков обычно оснащены устройством для контроля выброса, как гидрозатвор или герметичная крышка. Необходимость в оценке заключается в том, чтобы определить количество негерметичных сливных крышек, которые выпускают газ непосредственно в атмосферу.

$$\text{Выбросы (кг/ч)} = 0.032 \times N \text{ (8)},$$

где:

N = число негерметичных крышек в системе дренажа технологических стоков НПЗ.

Если общее количество систем дренажа неизвестно, счет стоков выполняется с учетом того, что в технологической зоне можно использовать 2,6 стока на насос.

#### **Коэффициенты выбросов сепаратора для отделения воды от нефти**

Что касается сепараторов для отделения воды от нефти, выбросы зависят от типа установленного сепаратора.

$$E \text{ (кг)} = EF_{\text{сеп}} \times V_{\text{ВОДА}} \text{ (9)},$$

где:

$EF_{\text{сеп}}$  = коэффициент выбросов для типа сепаратора, указанного в Таблице 3-9.

$V_{\text{ВОДА}}$  = объем сточной воды, очищенной в сепараторе ( $\text{мм}^3$ ).

Выбросы из бассейнов и прудов, которые регулируют чистую воду или ливневые сточные воды, считаются ничтожно малыми.

Таблица 3-9 Коэффициенты выбросов сепаратора для отделения воды от нефти (CONCAWE,

Тип сепаратора	Коэффициент выбросов ( $EF_{\text{сеп}}$ ), $\text{кг/м}^3$ , очищенные сточные воды
Самотеком – открытый	0.111
Самотеком – закрытый	0.0033
Самотеком – закрытый или подсоединен к факелу <sup>1</sup>	0
DAF <sup>2</sup> или IAF <sup>3</sup> – открытый	0.004 <sup>4</sup>
DAF <sup>2</sup> или IAF <sup>3</sup> – закрытый	0.00012 <sup>4</sup>
DAF <sup>2</sup> или IAF <sup>3</sup> – закрытый или подсоединен к факелу	0

Примечания:

1. По оценке факельных выбросов см. главу 1.В.2.с. Вентилирование и факельное сжигание.
2. DAF = флотация растворенным воздухом.
3. IAF = флотация приточным воздухом.
4. Коэффициенты выбросов для этих типов сепаратора применяются в тех случаях, где они устанавливаются в качестве систем вторичной обработки.

There are a number of complex estimation models available to calculate emissions from waste water systems. They aim to estimate average emission rates of individual species for each of the system components, collectively permitting the determination of the overall emissions from a refinery wastewater collection and treatment system.

The US EPA has developed a freely available computer program model called WATER9. This is Windows based and consists of analytical expressions for estimating air emissions of individual waste constituents in waste water collection, storage, treatment, and disposal facilities.

#### **Методики оценок неорганизованных выбросов технологического процесса**

Методы оценки выбросов массы загрязняющих веществ в результате утечек технологического оборудования варьируется от использования средних коэффициентов выбросов оборудования, которое требует данных об учете общего оборудования НПЗ, до всеобъемлющих методик определения производственных утечек и соответствующей корреляции выбросов. Эти методы были исключены из ряда исследований промышленности в сфере органической химии и нефтеперерабатывающей

промышленности (US EPA, 1995; CEN, 2008).

*Средние коэффициенты выбросов компонентов оборудования*

Эти коэффициенты выбросов выражены в виде потерь на компонент оборудования в час. CEN (2008) обеспечивает средние коэффициенты выбросов для различных видов компонентов под давлением при работе с летучими продуктами. Они представлены в таблице 3-10.

**Таблица 3-10 Средние коэффициенты выбросов летучих органических углеродов неметанового ряда нефтеперерабатывающих заводов для неорганизованных выбросов из герметичных компонентов (CEN, 2008)**

Тип оборудования	Обслуживание	Коэффициент выбросов, кг/ч/источник
Клапаны	Газ	0.0268
	Легкая жидкость	0.0109
Уплотнения насоса	Легкая жидкость	0.114
Уплотнения компрессора	Газ	0.636
Предохранительный клапан	Газ	0.160
Фланцы и бесфланцевые соединители	Все	0.00025
Разомкнутые линии	Все	0.0023
Соединительные патрубки для отбора проб	Все	0.015

*Контроль утечек*

Выбросы из герметичных компонентов можно определить при помощи контроля утечек на образце оборудования, а затем при помощи методик, зависящих от величины концентрации утечек.

Существует два уровня методологии измерения:

- Применение средних коэффициентов выбросов, исходя из критериев утечек/отсутствия утечек. Данный способ требует использования аппаратуры контроля для измерения концентраций летучих органических соединений в каждом патрубке, чтобы установить, превышен ли "порог" утечек;
- применение концентраций выбросов, исходя из реальных значений концентрации ЛОС, определенных в каждом патрубке.

Эти способы контроля могут распространяться по всему НПЗ. В качестве альтернативного варианта они могут быть подпрограммами, сравнивающими, либо кадастры выбросов всех компонентов, а не только на некоторых технологических установках, либо кадастрами на компонентах с ограниченного диапазона, например, клапаны и насосы, работающие только с легкими жидкостями.

Все подробности по расчету выбросов предоставляются US EPA (1995) и в Европейских стандартах ЕКС (CEN, 2008).

Последние разработки – использование портативных приборов для оптического формирования изображений, чтобы определить компоненты утечек, обеспечивая контроль, выполняемый гораздо быстрее (Lev-On и др., 2007 г.). Коэффициенты выбросов, зависящие и не зависящие от утечки, для использования с данным оборудованием представлены в CONCAWE (2009).

### 3.4.3 Данные по осуществляемой деятельности

В зависимости от вида используемого способа, требуются различные статистические данные по осуществляемой деятельности. Например, для случайных потерь выбросы

НМЛОС зависят от количества герметичных компонентов.

## 4 Качество данных

### 4.1 Полнота

Какая-то специфика отсутствует.

### 4.2 Предотвращение двойного учета с другими секторами

Необходимо уделить особое внимание выбросам, возникающим в результате технологических процессов нефтеперерабатывающих заводов. В данную главу включены не все процессы, используемые на НПЗ, которые могут привести к выбросам в воздух:

- выбросы, произошедшие в результате обработки сырья сырой нефти, включены в главу 1.В.2.а.i;
- процесс сжигания на НПЗ освещен в главе 1.А.1.b;
- выбросы в результате факельного сжигания включены в главу 1.В.2.с. Сжигание наземных факелов также входит в главу 1.В.2.с, а не в б.С.b, т.к. указанная глава (б.С.b) сфокусирована на твердых и жидких отходах, а не газах;
- выбросы в результате окисления асфальта (битума) включены в подраздел 3.С;
- выбросы, произошедшие в результате загрузки сырья в установки НПЗ для отгрузки, включены в главу 1.В.2.а.v;
- выбросы, произошедшие в результате очистки сточных вод на НПЗ и восстановления серы, включены данную главу.

### 4.3 Проверка

Для оценки неорганизованных производственных выбросов существуют более сложные и точные способы (US EPA, 1995). Все эти способы включают метод отбора данных, которые собираются при помощи портативного контрольно-измерительного прибора для отбора воздуха с поверхностей возможных утечек на отдельных образцах оборудования. Значение отбора – измерение концентрации, число частей на миллион по объёму (ppmv), состава утечки в атмосферном воздухе возле рассматриваемого оборудования. Агентство по охране окружающей среды США уже подробно указало, что входит в допустимую программу анализа в протоколе руководства по оценке выбросов от утечек оборудования (US EPA, 1995).

Подходы к оценке выбросов от утечек оборудования, исходя из отбора данных, следующие:

- подход с учетом областей анализа
- подход Агентства по охране окружающей среды США с учетом корреляции, и
- подход с учетом корреляции конкретных единиц.

При использовании подхода с учетом отбора данных предполагается, что компоненты отбора данных, превышающие 10 000 ppmv, имеют разную среднюю скорость выбросов, по сравнению с компонентами отбора данных меньше 10 000 ppmv.

Подход Агентства по охране окружающей среды США с учетом корреляции предлагает дополнительную обработку путем уравнивания до предполагаемой скорости выброса массы загрязняющих веществ в виде функции данных отбора.

В последнем подходе скорости выбросов масс загрязняющих веществ определяются путем упаковки различного вида оборудования. Впоследствии соответствующие данные отбора могут использоваться для получения корреляции скорости утечки/данных отбора для оборудования, включенного в технологическую установку.



Все эти способы подробно описаны в протоколе (US EPA, 1995).

Дистанционное зондирование при помощи оптического изображения, образованного газом, может применяться, чтобы, например, определить, в каких пределах находятся характеристики любых внешних резервуаров с плавающей крышей, для которых действительны коэффициенты выбросов, допуская, что соответствующее обслуживание гарантирует, что впоследствии эти коэффициенты можно будет использовать для учета этих источников.

#### **4.3.1 Коэффициенты выбросов при использовании наилучших из имеющихся технологий**

Подробный ссылочный документ опирается на наилучшие технологии, имеющиеся на НПЗ (European Commission, 2003 and European Commission, 2012). В данном документе описаны необходимые действия для достижения уровней выбросов наилучших имеющихся технологий (НДТ); тем не менее, в целом не указано никаких конкретных уровней выбросов для нефтеперерабатывающего сектора. Для получения более подробной информации см. настоящий документ.

#### **4.4 Разработка согласованных временных рядов и повторный расчет**

Какая-то специфика отсутствует.

#### **4.5 Оценка неопределенности**

##### **4.5.1 Неопределенность в коэффициентах выбросов**

Какая-то специфика отсутствует.

##### **4.5.2 Неопределенности в данных по осуществляемой деятельности**

Какая-то специфика отсутствует.

#### **4.6 Обеспечение/контроль качества инвентаризации ОК/КК**

Какая-то специфика отсутствует.

#### **4.7 Координатная привязка**

Какая-то специфика отсутствует.

#### **4.8 Отчетность и документация**

Какая-то специфика отсутствует.

## 5. Список использованной литературы

- Bertrand, R.R., & Siegell, J.H. (2002): Emission of trace compounds from catalytic cracking regenerators. *Environmental Progress*, Vol. 21, No. 3.
- 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 & Associates Ltd and RTM Engineering Ltd.
- CEN (2008). 'Fugitive and diffuse emissions of common concern to industry sectors — Measurement of fugitive emission of vapours generating from equipment and piping leaks. Standard No EN 15446: 2008. Brussels: Comité Européen de Normalisation.
- Chow, J.C., Watson, J.G., Kuhns, H., Etyemezian, V., Lowenthal, D.H., Crow, D., Kohl, S.D., Engelbrecht, J.P. and Green, M.C. (2004): Source profiles for industrial, mobile, and area sources in the Big Bend Regional Aerosol Visibility and Observational study. *Chemosphere* 54, pp. 185-208
- Cooper, J.A., Redline, D.C., Sherman, J.R., Valdovinos, L.M., Pollard, W.L., Scavone, L.C. and Badgett-West, C. (1987): PM<sub>10</sub> source composition library for the south coast air basin. Volume II.
- Concawe (2009). 'Air pollutant emission estimation methods for E-PRTR reporting by refineries. 2009 Edition'. 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.
- Environment Australia, 1999: Emission Estimation Technique Manual for Petroleum Refining
- European Commission (2003). Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC), reference document on best available technologies for mineral oil and refineries, February 2003.
- European Commission (2004). Commission decision of 29 January 2004 establishing Guidelines for the monitoring and reporting of greenhouse gas emissions pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council (2004/156/EC). Official Journal of the European Communities No L59, 26.2.2004.
- European Commission (2005). Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC), reference document on best available techniques on emissions from storage, January 2005.
- European Commission (2012): Best available techniques (BAT) reference document for the refining of mineral oil and gas (Draft 2, March 2012)
- European IPPC Bureau (EIPPCB) (2003). Reference document on the general principles of monitoring. Seville, July 2003.
- Kupiainen, K. & Klimont Z., 2004: Primary Emissions of Submicron and Carbonaceous Particles in Europe and the Potential for their Control. IIASA Interim Report IR-04-079
- Lev-On M, Epperson D, Siegell J and Ritter K et al. (2007). 'Derivation of new emission factors for the quantification of mass emissions when using optical gas imaging for detecting leaks', *Journal of the Air and Waste Management Association (JAWMA)*, Vol. 57, Issue No 9, September 2007.
- Olmez, I., Sheffield, A.E., Gordon, G.E., Houck, J.E., Pritchett, L.C., Cooper, J.A., Dzubay, T.G. and Bennet, R.L. (1988): Compositions of particles from selected sources in Philadelphia for receptor modelling application. *JAPCA*, 38:11, pp. 1392-1402
- US EPA (1995): AP-42 Section 5.1 Petroleum Refining
- United States Environmental Protection Agency (US EPA) (1995). Protocol for equipment leak emission estimates, EPA-453/R-95-017. Office of Air Quality Planning and Standards, Research Triangle Park, North Carolina.

United States Environmental Protection Agency (US EPA) (2005). Air Chief CD-ROM, EPA No EPA-454/C-05-001, Version 12. Office of Air Quality Planning and Standards, Research Triangle Park, North Carolina.

US EPA (2006): An inventory of sources and environmental releases of Dioxin-like compounds in the United States for the years 1987, 1995 and 2000. EPA/600/P-03/002F

United States Environmental Protection Agency (US EPA) (2006). 'Compilation of air pollutant emission factors', Vol. I: Stationary point and area sources. AP-42 fifth edition. Office of Air Quality Planning and Standards, Research Triangle Park, North Carolina.

## **6. 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/)).