

Категория		Название
НО:	1.В.2.а.і	Поиски месторождений, добыча и транспортировка нефти
	1.В.2.в	Природный газ
ИНЗВ:	0502	Добыча, первичная обработка и погрузка жидкого органического топлива
	050201	Виды деятельности на суше
	050202	Виды деятельности в открытом море
	050301	Десульфуризация на суше
	050302	Виды деятельности на суше (помимо десульфуризации)
	050303	Виды деятельности в открытом море
	050601	Трубопроводы
050603	Распределительные сети	
МСОК:		
Версия	Руководство 2009	

Основные авторы

Карло Троцци

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

Кристин Райпдал, Марк Делорье, Давид Р. Ниemi и Майк Вудфилд

Оглавление

1	Общие сведения.....	3
2	Описание источников.....	4
2.1	Описание процесса.....	4
2.2	Методики	7
2.3	Выбросы и средства регулирования.....	8
3	Методы	11
3.1	Выбор метода	11
3.2	Подход по умолчанию Уровня 1	12
3.3	Технологический подход Уровня 2	14
3.4	Моделирование выбросов Уровня 3 и использование объектных данных	17
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	24
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	Глоссарий	25
6	Список цитированной литературы	26
7	Наведение справок	27

1 Общие сведения

Данная глава рассматривает неорганизованные выбросы при добыче, обработке, погрузке и транспортировке жидкого и газообразного органического топлива.

Она включает выбросы при осуществляемой деятельности на суше и на море. Факельное сжигание и сжигание органического топлива не включены в данную главу. Их можно найти в главах 1.В.2.с и 1.А.1.в, соответственно. Данная глава также включает информацию о выбросах от оборудования и устройств для ведения добычи, первоначально при загрузке рядового угля.

Категории источника НО 1.В.2.а.і и 1.В.2.в обсуждаются в данной главе, поскольку методики, используемые при добыче и первичной обработке нефти и природного газа, очень похожи. Имеется различное оборудование, которое вырабатывает и нефть и газ. Тем не менее, важно, чтобы при выполнении оба заносились в отчет по своей категории источника.

Данная глава включает следующие виды деятельности (которые могут иметь место, как на суше, так и в море):

- неорганизованные выбросы на нефтяных платформах;
- стабилизация сырой нефти;
- регенерация глицерина;
- резервуары для хранения нефтепродуктов с оборудованием и устройствами для ведения добычи;
- загрузка танкера;
- буровой раствор;
- сточная вода;
- картировочное бурение;
- разливы во время транспортировки на морских танкерах и по нефтепроводу;
- утечки из газопровода, компрессорных станций и сетей.

Выбросы при вентилировании не включены в данную главу, они обсуждаются в главе по вентилированию и факельному сжиганию (глава 1.В.2.с).

Доля от видов деятельности, описанных в данной главе, в общую долю выбросов на национальном уровне значительно изменяются, но в странах, где добывается нефть, остается постоянным важным фактором при учете общей доли неметановых летучих органических соединений (НМЛОС), а также метана. На Ближнем Востоке высокая доля, как при выработке нефти, так и газа при учете НМЛОС, равна 53% (EDGAR, 1990).

При распределении природного газа наиболее важным выбросом является метан. Также выбрасывается небольшое количество НМЛОС.

2 Описание источников

2.1 Описание процесса

Нефть и природный газ добываются одним и тем же геологическим процессом: анаэробный распад органических веществ глубоко под поверхностью Земли. Как следствие зачастую нефть и природный газ можно обнаружить вместе. Заодно залежи, богатые нефтью, известны как месторождение нефти, а залежи, богатые природным газом, известны как месторождения природного газа. Нефть и газ находят как на суше, так и на море; они могут использоваться в различных процессах, включая обогрев зданий, и в качестве сырьевого материала в химических процессах. Природный газ все в большей степени может использоваться как топливо для выработки энергии.

Добыча и первичная обработка жидкого и газообразного топлива вовлекает различные виды деятельности, каждая из которых является потенциальным источником выбросов углеводородов. Поскольку любая деятельность выполняется на особой площадке, необходимо подготовить следующий перечень по типам.

Рисунок 2-1 отражает блок-схему, которая показывает все соответствующие виды деятельности в нефтегазовой промышленности, начиная с добычи нефти и природного газа, которые включены не только в эту главу, но и в другие соответствующие главы.

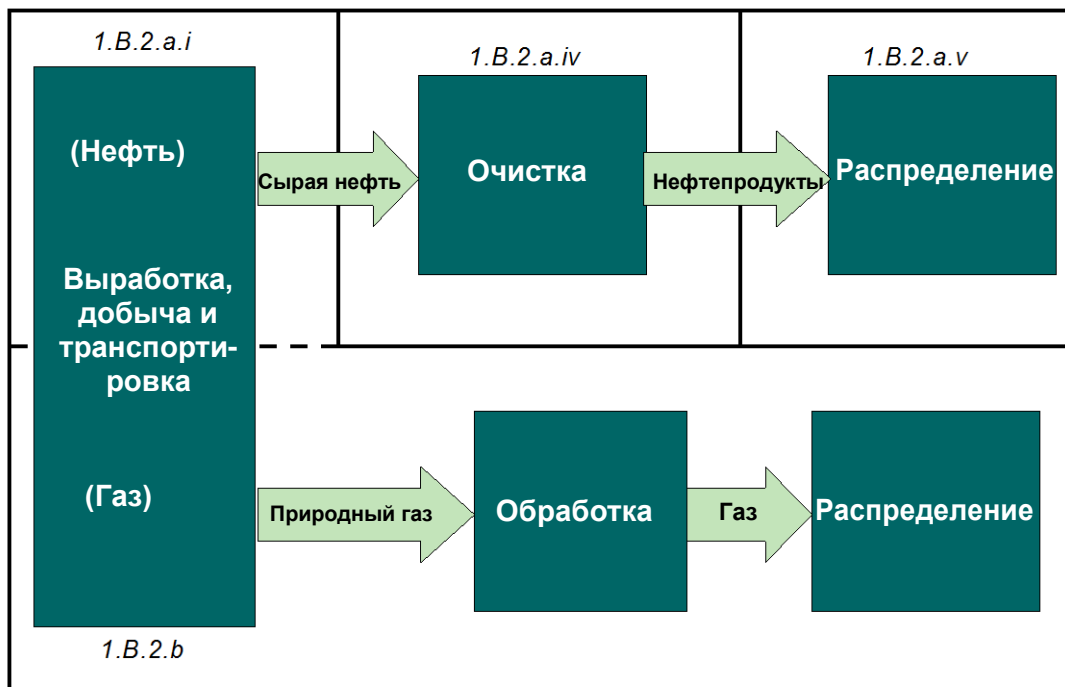


Рисунок 2-1 Блок-схема, показывающая виды деятельности, которые включены в категории источника, обсуждаемого в данной главе и его соотношение с видами деятельности, которые включены в другие категории источников НО

Рисунок 2-2 показывает технологическую схему, включающую процесс, который рассматривается в настоящей главе и главе, посвященной источникам выбросов.

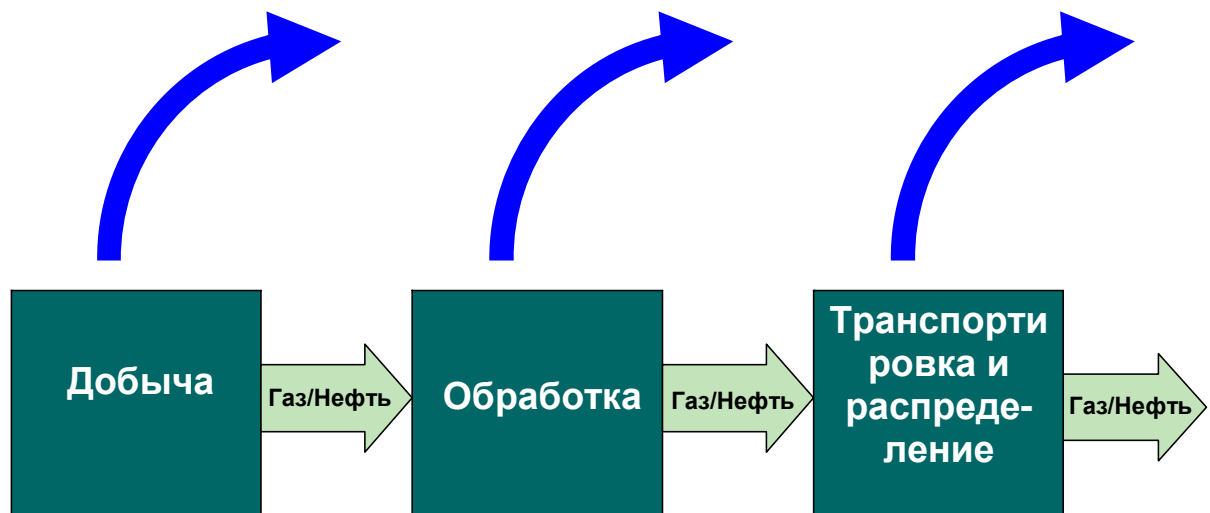


Рисунок 2-2 Технологическая схема для категорий источника 1.В.2.а.і и 1.В.2.в Поиски месторождений, добыча и транспортировка нефти и природный газ, соответственно. Выбросы при вентилировании и факельном сжигании, возникающие во всех видах деятельности, рассматриваются в главе 1.В.2.с Вентилирование и факельное сжигание.

2.1.1 Комбинированное нефтегазовое хозяйство

Эксплуатационные нефтяные платформы осуществляют прием, обработку и отвод флюида скважин. Сырая нефть обычно обезвоживается, и газ обрабатывается для использования на платформе, вторичного нагнетания или отвода, при необходимости. Технологическая система нефтяных платформ включает в себя:

- отделение сырой нефти, газа и воды и последующий отвод;
- обработка газа и отвод;
- использование промысловой воды;
- сброс давления и продувка;
- средства обеспечения (подача энергопитания и т.д.);
- системы нагнетания для газа и нефти;
- стабилизация сырой нефти;
- десульфуризация газообразного топлива (обычно на суше).

2.1.2 Хозяйства, вырабатывающие только газ

Данные хозяйства не используют отделение и отвод сырой нефти. Системы подачи промысловой воды не представлены или представлены частично.

2.1.3 *Хозяйства, вырабатывающие только нефть*

Данные хозяйства не используют обработку газа и системы для отвода. Тем не менее, имеется несколько примеров хозяйств, которые совсем не занимаются выработкой газа.

2.1.4 *Конечные станции газопровода*

Стандартные конечные станции газопровода получают газ по трубопроводу и обрабатывают его для подачи в национальные и международные распределительные сети. Обработка газа включает отделение, удаление CO₂ и сероводорода, сжигание сероводорода, сброс давления и продувку.

2.1.5 *Налив и транспортировка нефти*

Данный источник включает транспортировку нефти из нефтехранилищ или напрямую из скважины на судно или в другой резервуар, специально предназначенный для транспортировки с нефтяной платформы.

Данный вид деятельности также включает проливы во время транспортировки. Также во время налива нефти, выбросы при сжигании возникают от масляных насосов, особенно если насосы работают на топливе (в случае перекачки с судна на морские терминалы). Выбросы при сжигании включены в главу 1.А.1 Сжигание в энергетических отраслях промышленности.

2.1.6 *Трубопроводы*

Нефть и газ совместно транспортируются из нефтегазовых хозяйств на терминалы по трубопроводу. Они могут пересекать государственные границы.

2.1.7 *Буровые скважины*

Бурение скважин задействует использование специально разработанной промывочной жидкости, которая может содержать органические вещества. Если имеются перерывы в бурении через небольшие коллекторы нефти/газа, это приведет к выбросам.

2.1.8 *Распределение природного газа*

Природный газ транспортируется из скважины на нефтехимическую установку, где он отделяется посредством криогенной дистилляции для того, чтобы придать газу «товарный вид» в соответствии с требованиями, а также других продуктов, например фракций жидкого углеводорода. После этого он передается по сети трубопроводов или магистральям к потребителю, начиная от больших заводов и заканчивая небольшими жилыми помещениями. Природный газ может также транспортироваться в сжиженном виде на судах, куда он загружается и выгружается через специальные морские терминалы.

Сеть газоснабжения, распределенная по стране или региону, включает трубопроводы или магистрали различного размера, изготовленные из различного материала и рассчитанные на различное давление. Она также включает хранилища, насосные станции и станции снижения давления. Трубы также могут иметь соединения различного типа.

2.1.8.1 Системы снабжения

Сети газоснабжения могут быть условно разделены на две взаимосвязанные системы, национальную сеть снабжения, которая состоит из трубопровода большого диаметра, рассчитанного на высокое давление, распределенного на сотни километров, и образующего магистраль, которая принимает газ и распределяет его во все региональные сети снабжения, которые состоят из трубопровода малого диаметра, рассчитанного на низкое давление.

Трубопроводы и магистрали

Трубопроводы и магистрали изготовлены из следующих материалов:

- сварная сталь
- чугуна
- ковкого чугуна
- полиэтилена.

Трубопроводы и магистрали эксплуатируются в условиях различного давления, которое обычно классифицируется следующим образом:

- высокое давление – до 75 бар
- промежуточное давление – от 2 до 7 бар
- среднее давление – от 2 до 75 мбар
- низкое давление - < 75 мбар.

Подающий трубопровод, которые подает газ из магистрали к потребителю, всегда должен быть под низким давлением.

Трубопровод и магистрали также должны классифицироваться как стыковые и нестыковые. Стыковые трубы имеют стыки, которые состоят из фланцев, крепящихся болтами друг к другу или похожими креплениями. На нестыковых трубах секции привариваются друг к другу.

2.1.8.2 Хранение

Сети газоснабжения включают средства хранения различного типа. Они включают хранилища жидкостей под высоким давлением, подземные соляные каверны и газохранилища.

2.1.8.3 Проливы

Проливы могут возникать различным способом из сети. Примеры проливов из-за утечки и проливов из-за продувки секций труб или частей оборудования во время пуско-наладки, снятия с эксплуатации и технического обслуживания. Утечка затем может быть классифицирована в соответствии с дефектом, например трещина в трубе или дефект стыка или может возникать при полностью работающем оборудовании как прямое следствие конструкции или работы.

2.1.8.4 Газокомпрессорные станции

Выбросы в результате компрессии природного газа в газокомпрессорных станциях рассмотрены в главе 1.А.3.е.і, Компрессорные станции магистральных трубопроводов.

Выбросы от сетей газоснабжения возникают от большого количества источников и распространяются на большую площадь (неорганизованные выбросы). Было оценено, что до 20% газа, выходящего из поврежденного трубопровода или магистралей, окисляется в почве микроорганизмами.

2.2 Методики

Методики, используемые при поиске месторождений, добыче и транспортировке природного газа, описаны в подразделах 2.1 и 2.3 настоящей главы.

2.3 Выбросы и средства регулирования

2.3.1 *Комбинированное нефтегазовое хозяйство*

Выбросы от комбинированного нефтегазового хозяйства могут быть разделены по категориям, как прямые выбросы газа в атмосферу, неорганизованные выбросы и испарение от загрязненной сточной воды.

Вентилирование выполняется преднамеренно, прямой выброс газа происходит во время различных процессов и обычно связано со сбросом давления и продувкой для обеспечения безопасности. Работы, которые приводят к прямому выбросу, также включают отдувочный газ при регенерации гликоля, обработке воды, выпускаемый газ в системах гидроуплотнения, разгерметизацию оборудования и другие виды деятельности, приводящие к вентилированию.

Выбросы при вентилировании могут быть снижены посредством факельного сжигания (сжигания) газа. Это необходимо с экологической точки зрения, так как метан является более мощным парниковым газом на одну молекулу, чем CO_2 . Установка регенерационных систем также возможно для сброса в атмосферу. Извлекаемый газ может отводиться, использоваться на платформах или повторно нагнетаться. Азот может использоваться как продувочный газ вместо углеводорода.

Стабилизация сырой нефти включает удаление наиболее летучих соединений сырой нефти. Стабилизация сырой нефти происходит, либо на морских платформах, либо, что менее применимо, на терминалах. Хотя процесс может потенциально вызвать выбросы ЛОС, Ассоциация фирм Великобритании, осуществляющих разработку морских месторождений (UKOOA) заявляет, что выбросы на самом деле малы и летучие соединения обычно используются как топливо или отправляются на факельное сжигание, вместо того, чтобы напрямую отправляться в атмосферу.

Десульфуризация газоборазного органического топлива заключается в удалении сероводорода (H_2S) из газа. Глава 1.В.2.а.іv, Переработка/хранение предоставляет подробные сведения о процессе.

Неорганизованные выбросы возникают от различных источников, особенно при протечке газа через уплотнения компрессора, клапаны и фланцы. Данные выбросы могут быть снижены посредством обнаружения протечек в технологических системах, снижая протечки и проливы при замене оборудования, смене процедур, при выполнении проверок, ухода и технического обслуживания.

Отработанная вода, отделяемая от смеси масла/газа, должна быть очищена перед утилизацией. Очищенная вода обязательно содержит некоторое количество органических веществ, которые затем испаряются. Органические вещества, удаляемые в ходе очистки, могут также испаряться.

2.3.2 *Хозяйства, вырабатывающие только газ*

Данные хозяйства вырабатывают газ только для продажи. Следовательно, мало газа выделяется напрямую в атмосферу или используется для факельного сжигания. Данные хозяйства также мало производят отработанной воды. Варианты контроля являются теми же, что указаны для комбинированных хозяйств, описанных в подразделе 2.3.1 настоящей главы.

2.3.3 *Хозяйства, вырабатывающие только нефть*

Весь выработанный газ будет сжигаться, выбрасываться в атмосферу, использоваться в качестве топлива или закачиваться в резервуары. Как правило, на нефтяных объектах смесь сырой нефти / газа, достигающего поверхности, содержит меньше газа, чем смесь на комбинированных хозяйствах или газовых хозяйствах. В основном, содержание метана в выделяемом газе меньше, чем обнаруживается на газовых хозяйствах. Варианты контроля являются теми же, что указаны для комбинированных хозяйств, описанных в подразделе 2.3.1 настоящей главы.

2.3.4 Конечные станции газопровода

Основными источниками выбросов является факельное сжигание при наличии системы сброса давления, связанной с компрессором, вентиляционным каналом для осушки газа и выхлопной трубой от печи для сжигания H_2S . Имеются также различные неорганизованные выбросы, протечки через уплотнения компрессора, клапаны и фланцы. Технологии и возможности снижения выбросов подобны производству газа. Газоочиститель может использоваться на печи для сжигания H_2S . Варианты контроля являются теми же, что указаны для комбинированных хозяйств, описанных в подразделе 2.3.1 настоящей главы.

2.3.5 Налив и транспортировка нефти

Сырая нефть перевозится с места добычи до нефтеперерабатывающих заводов на танкерах, баржах, железнодорожных цистернах, автоцистернах и по трубопроводу (следующий раздел). При наливе нефти пары углеводорода вытесняются нефтью и образуются новые пары, что приводит к выбросам. Массовые выбросы зависят от:

- движения судна – чем больше скорость, тем больше выбросы;
- давления паров сырья;
- температуры сырья – температура должна быть как можно ниже;
- скорости налива в каждую цистерну - чем больше скорость налива, тем ниже выбросы;
- метода налива – струей, погружением или нижняя загрузка;
- геометрии цистерн – чем больше площадь к объему, тем больше выбросы;
- среды цистерны;
- промывки сырой нефти.

Поскольку разгрузка является меньшим источником, чем загрузка, однако процедуры по разгрузке могут повлиять на выбросы при загрузке. Системы регенерации будут доступны в скором будущем, что сократит выбросы НМЛОС от прибрежной загрузки примерно на 70%. Технологии по снижению выбросов от прибрежной загрузки имеются в наличии. Эффективность примерно 85% (выбросы метана значительно не снижаются).

Балластировка морских судов является другим источником выбросов. Утечки при балластировке являются главным источником выбросов при разгрузке на морских терминалах. Балластировка не происходит на всех судах, если многие (включая новые суда) имеют отдельные цистерны, которые не требуют балластировки и даже не используются в некоторых странах (например, Норвегии).

Балластировка является частичной погрузкой грузовых цистерн после разгрузки груза для улучшения стабильности судна. Грузовые цистерны обычно нагружаются балластом на 80% от их емкости, что в результате составляет от 15 до 40% от грузоподъемности судна. Выбросы возникают при наличии паров, вытесняемых балластной водой. Балластная вода затем откачивается перед загрузкой, тем самым снижая последующие выбросы при погрузке. Выбросы могут быть снижены при содержании паров посредством вытеснения балластных паров в грузовую цистерну при одновременной разгрузке (Агентство по охране окружающей среды США (USEPA), 1996).

2.3.6 Трубопроводы

Выбросы могут возникать в точках соединения, клапанах и поврежденных секциях. Выбросы могут контролироваться, выполняя проверки после ремонта и модернизации (подробнее описано в подразделе 2.3.1 настоящей главы по неорганизованным выбросам).

2.3.7 Буровые скважины

Основными источниками выбросов во время бурения является появление газовых пор, миграция пластовых флюидов через циркулирующий буровой раствор, миграция газа через поврежденный корпус и плохую цементную кладку, использование бурового раствора на нефтяной основе или на основе растворителя, а также промывка загрязненной нефтью буровой муки. Основными вариантами контроля является удаление газа в ходе бурения и регенерация углеводородов из бурового раствора на нефтяной основе и буровой муки.

2.3.8 Распределение природного газа

Различные источники выбросов в стандартной сети газоснабжения описаны в подразделе 2.1.8 настоящей главы, а также в глоссарии. Обычно 85-90% выбросов содержат метан. Только небольшое количество НМЛОС выбрасывается.

Выбрасываемые загрязнители различными участками стандартной сети газоснабжения описаны в Таблице 2-1 ниже, в различные источники выбросов в сети газоснабжения описаны в подразделе 2.1.8 настоящей главы.

Профиль химических соединений оценивается с учетом того, что состав выбросов такой же как состав газа, хотя на практике некоторые компоненты газа могут впитываться, например почвой. Данные эффекты указаны в Таблице 2-1.

Таблица 2-1 Стандартный профиль химических соединений для выбросов от сети газоснабжения

	Соединенное Королевство ¹	Нидерланды ²	Германия ³	Франция ³
Двуокись углерода (CO ₂)	0.5	5.0	2.2	0.9
Азот (N ₂)	2.5	6.1	7.6	4.5
Метан (CH ₄)	92.5	84.7	85.5	88.6
Этан (C ₂ H ₆)	2.9	3.8	3.3	4.7
Пропан (C ₃ H ₈)	0.9	0	0.9	0.8
2-метилпропан (C ₄ H ₁₀)	0.2	0.1	0	0
Бутан (C ₄ H ₁₀)	0.2	0.1	0.4	0.2
2,2-диметилпропан (C ₅ H ₁₀)	0.1	0	0	0
2-метилбутан(C ₅ H ₁₂)	0.1	0.1	0	0
Пентан (C ₅ H ₁₂)	0.1	0.0	0.1	0.3
Сернистый водород (H ₂ S)	0	0.1	0	0
Всего молярных долей %	100	100	100	100

Примечания

- ¹ Количество газа (1986).
- ² Procestechniek (1987).
- ³ Международный газовый союз (1976).

В данном разделе было оценено, что до 20% газа, выходящего из поврежденного трубопровода или магистралей, окисляется в почве микроорганизмами. Тем не менее, невозможно замерить, сколько газа окисляется подобным образом, рекомендуется, чтобы данное явление было учтено при оценке выбросов.

Методики в конце технологического цикла не применяются, поскольку выбросы не могут быть собраны вместе в трубе или канале, вместо этого они возникают от различных небольших источников, которые их выбрасывают напрямую в атмосферу. Следовательно, имеется только один способ по снижению выбросов:

- использование более качественных материалов для труб, соединений и уплотнений;
- наиболее быстрый способ определения и устранения протечек;
- улучшенное техническое обслуживание;
- меры по сбору газа, выпускаемого в ходе пуско-наладке, вывода из эксплуатации и других видов технического обслуживания.

3 Методы

3.1 Выбор метода

Рисунок 3-1 показывает процедуру выбора метода для оценки выбросов при добыче, первичной переработке, загрузке и транспортировке нефти и природного газа. 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.

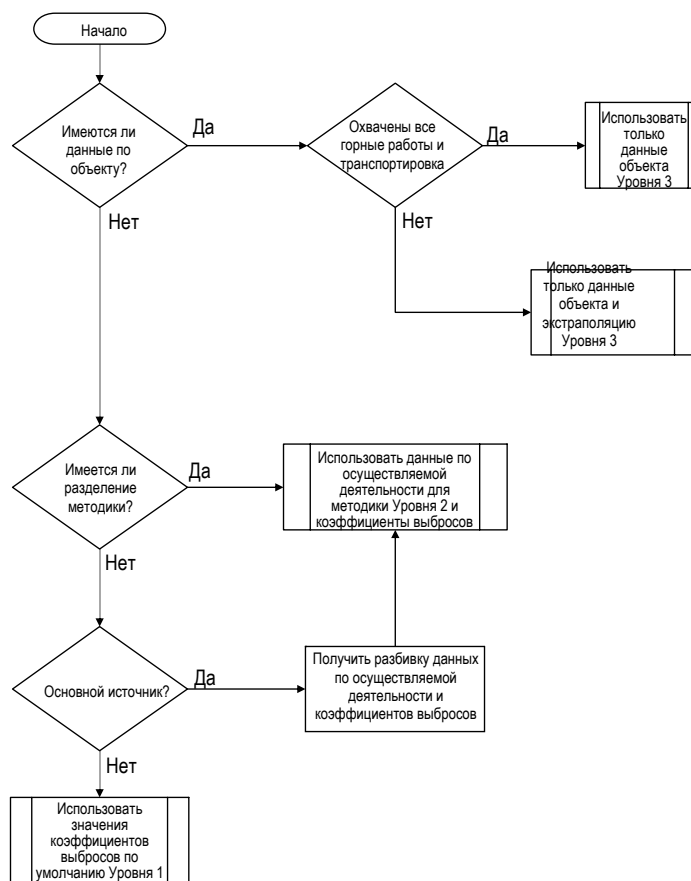


Рисунок 3-1 Дерево принятия решения для категории источника 1.В.2.а.і Добыча, производство, транспортировка

3.2 Подход по умолчанию Уровня 1

3.2.1 Алгоритм

В подходе Уровня 1 используется общая формула:

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

Это уравнение применяется на национальном уровне, используя ежегодные данные по добыче, производству и транспортировке нефти и природного газа. Общая масса перерабатываемой нефти и газа может использоваться для статистики по видам деятельности.

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 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

Таблица 3-2 и Таблица 3-2 показывают коэффициенты выбросов по умолчанию для категории источников 1.В.2.а.і, Добыча, производство, транспортировка и 1.В.2.в Природный газ, соответственно. Коэффициенты выбросов являются результатом оценки коэффициентов выбросов для комбинированной добычи, первичной обработки и загрузки на береговых и морских объектах, которые имеются в ранних версиях Руководства. Все

1.В.2.а.і Поиски месторождений, добыча и транспортировка нефти и 1.В.2.в
Природный газ

коэффициенты выбросов взяты из Corinair (1990). Допустимая тепловая функция для расчета коэффициентов выбросов в выражении массы/объема - 38 МДж/м³ для природного газа и 42 ГДж/мг для нефти.

Данные коэффициенты основаны только на нефтяных или газовых хозяйствах. Взято среднее геометрическое значение и для береговых и для морских коэффициентов выбросов, которое вновь было усреднено для наилучшей оценки. Из-за большой степени неточности в данных коэффициентах и широкого расхождения между коэффициентами, диапазон неточностей будет достаточно большой.

Для природного газа средний коэффициент для распределения добавлен к оценке распределения природного газа.

Таблица 3-1 Коэффициенты выбросов Уровня 1 для категории источника 1.В.2.а.і, Добыча, производство, транспортировка

Коэффициенты выбросов по умолчанию Уровня 1					
Категория источника НО	Код	Название			
	1.В.2.а.і	Добыча, производство, транспортировка			
Топливо	НЕТ ДАННЫХ				
Не применяется	NOx, CO, NH3, TSP, PM10, PM2.5, Pb, Cd, Hg, As, Cr, Cu, Ni, Se, Zn, Aldrin, Chlordane, Chlordecone, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, PCB, Benzo(a)pyrene, Benzo(b)fluoranthene, Benzo(k)fluoranthene, Indeno(1,2,3-cd)pyrene, Total 4 PAHs, HCB, PCP, SCCP				
Не оценено	SOx, PCDD/F				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
НМЛОС	0.2	кг/Мг угля	0.0045	6.4	CORINAIR (1990)

Таблица 3-2 Коэффициенты выбросов Уровня 1 для категории источника 1.В.2.в Природный газ

Коэффициенты выбросов по умолчанию Уровня 1					
Категория источника НО	Код	Название			
	1.В.2.в	Природный газ			
Топливо	НЕТ ДАННЫХ				
Не применяется	NOx, CO, NH3, TSP, PM10, PM2.5, Pb, Cd, Hg, As, Cr, Cu, Ni, Se, Zn, Aldrin, Chlordane, Chlordecone, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, PCB, Benzo(a)pyrene, Benzo(b)fluoranthene, Benzo(k)fluoranthene, Indeno(1,2,3-cd)pyrene, Total 4 PAHs, HCB, PCP, SCCP				
Не оценено	SOx, PCDD/F				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
НМЛОС	0.1	г/м3 газа	0.0005	6.2	CORINAIR (1990)

Выбросы метана и CO₂ не включены в руководство. Руководство по отчетности о данных парниковых газах можно найти в Руководящих принципах национальных инвентаризаций парниковых газов Межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК 2006).

3.2.3 Данные по осуществляемой деятельности

Для методологии Уровня 1 требуется количество выработанного газа или нефти. Данные можно получить в центрах национальной статистики всех стран и от различных международных источников, например в Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР).

3.3 Технологический подход Уровня 2

3.3.1 Алгоритм

Подход Уровня 2 аналогичен Уровню 1. Для использования подхода по Уровню 2, должно быть разделение как по данным по осуществляемой деятельности, так и по коэффициентам выбросов для разных процессов, которые могут происходить в стране. Виды деятельности могут быть разделены на:

- хозяйства, вырабатывающие только нефть
- хозяйства, вырабатывающие только газ
- хозяйства, вырабатывающие и нефть и газ.

Кроме того, береговые и морские объекты должны быть разделены по типам хозяйств.

Подход по Уровню 2 выполняется следующим образом.

Разделение добычи и производства газа и нефти в стране с целью моделирования разных продуктов и типов процессов, происходящих в национальной промышленности по списку:

- определением производства, используя каждый отдельный продукт и/или типы процессов (в формулах далее вместе называются «технологии») 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:

$AR_{\text{производство, технология}}$ = 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 уменьшается до:

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

где:

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

$AR_{\text{производство}}$ = показатель активности по добыче/производстве нефти и природного газа,

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

Коэффициенты выбросов в данном подходе будут включать вспомогательные процессы для процесса добычи до конечной отгрузки нефти и природного газа. Рисунок 2-1 точно показывает, что заключается в данную категорию источника и что включено в другие категории.

3.3.2 Коэффициенты технологических выбросов

Коэффициенты выбросов Уровня 2 приведены в таблицах ниже для береговых и морских объектов и для хозяйств, вырабатывающих нефть и газ. Для комбинированных хозяйств коэффициенты выбросов Уровня 1 не представлены.

Коэффициенты выбросов представлены на основании оценки коэффициентов выбросов, представленных в ранних версиях руководства. Оригинальный источник данных приведен в таблице, где он был известен. Допустимая тепловая функция для выражения коэффициентов на единицу энергии - 38 МДж/м³ для природного газа и 42 ГДж/мг для нефти.

Также, данный раздел показывает коэффициенты выбросов Уровня 2 для выбросов НМЛОС от конечных станций газопровода, погрузки и транспортировки нефти, трубопроводов и бурения скважин.

3.3.2.1 Береговые хозяйства, вырабатывающие только нефть

Таблица 3-3 показывает коэффициенты выбросов НМЛОС для береговых хозяйств, вырабатывающих только нефть. Коэффициенты выбросов с учетом оценки основаны на коэффициентах выбросов для разных стран для комбинированной добычи и первичной обработки и взяты в Corinair (1990).

Таблица 3-3 Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.В.2.а.і, Добыча, производство, транспортировка, береговые хозяйства

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
Категория источника НО	Код	Название			
Категория источника НО	1.В.2.а.і	Добыча, производство, транспортировка			
Топливо	НЕТ ДАННЫХ				
ИНЗВ (если применимо)	050201	Виды деятельности на суше			
Технологии/методики	Хозяйства, вырабатывающие только нефть				
Региональные условия					
Технологии снижения загрязнений					
Не применяется	NOx, CO, NH3, TSP, PM10, PM2.5, Pb, Cd, Hg, As, Cr, Cu, Ni, Se, Zn, Aldrin, Chlordane, Chlordecone, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, PCB, Benzo(a)pyrene, Benzo(b)fluoranthene, Benzo(k)fluoranthene, Indeno(1,2,3-cd)pyrene, Total 4 PAHs, HCB, PCP, SCCP				
Не оценено	SOx, PCDD/F				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
НМЛОС	0.1	кг/Мг угля	0.045	0.2	CORINAIR (1990)

3.3.2.2 Морские хозяйства, вырабатывающие только нефть

Таблица 3-4 показывает коэффициенты выбросов НМЛОС для морских хозяйств, вырабатывающих только нефть. Коэффициенты выбросов с учетом оценки основаны на коэффициентах выбросов для разных стран для комбинированной добычи и первичной обработки и погрузки взяты в Corinair (1990).

Таблица 3-4 Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.В.2.а.і, Добыча, производство, транспортировка, морские хозяйства

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
Категория источника НО	Код	Название			
Категория источника НО	1.В.2.а.і	Добыча, производство, транспортировка			
Топливо	НЕТ ДАННЫХ				
ИНЗВ (если применимо)	050202	Виды деятельности на море			
Технологии/методики	Хозяйства, вырабатывающие только нефть				
Региональные условия					
Технологии снижения загрязнений					
Не применяется	NOx, CO, NH3, TSP, PM10, PM2.5, Pb, Cd, Hg, As, Cr, Cu, Ni, Se, Zn, Aldrin, Chlordane, Chlordecone, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, PCB, Benzo(a)pyrene, Benzo(b)fluoranthene, Benzo(k)fluoranthene, Indeno(1,2,3-cd)pyrene, Total 4 PAHs, HCB, PCP, SCCP				
Не оценено	SOx, PCDD/F				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
НМЛОС	0.4	кг/Мг угля	0.0455	6.4	CORINAIR (1990)

3.3.2.3 Хозяйства, вырабатывающие только природный газ

Таблица 3-5 показывает коэффициенты выбросов НМЛОС для береговых хозяйств, вырабатывающих только природный газ. Коэффициенты выбросов с учетом оценки основаны на коэффициентах выбросов для разных стран для комбинированной добычи и первичной обработки и взяты в Corinair (1990).

Таблица 3-5 Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.В.2.в Природный газ, береговые хозяйства

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.В.2.а.і	Добыча, производство, транспортировка			
Топливо	НЕТ ДАННЫХ				
ИНЗВ (если применимо)	050302	Виды деятельность на суше (помимо десульфурзации)			
Технологии/методики	Хозяйства, вырабатывающие только газ				
Региональные условия					
Технологии снижения загрязнений					
Не применяется	NOx, CO, NH3, TSP, PM10, PM2.5, Pb, Cd, Hg, As, Cr, Cu, Ni, Se, Zn, Aldrin, Chlordane, Chlordecone, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, PCB, Benzo(a)pyrene, Benzo(b)fluoranthene, Benzo(k)fluoranthene, Indeno(1,2,3-cd)pyrene, Total 4 PAHs, HCB, PCP, SCCP				
Не оценено	SOx, PCDD/F				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
НМЛОС	0.1	г/м3 газа	0.0005	6.2	CORINAIR (1990)

Примечание

Поскольку имеется широкий диапазон неточностей, объем газа может быть выражен в Нм³ или См³

3.3.2.4 Хозяйства, вырабатывающие только природный газ

Таблица 3-6 показывает коэффициенты выбросов НМЛОС для морских хозяйств, вырабатывающих только природный газ. Коэффициенты выбросов с учетом оценки основаны на коэффициентах выбросов для разных стран для комбинированной добычи и первичной обработки и погрузки взяты в Corinair (1990).

Таблица 3-6 Коэффициенты выбросов Уровня 2 для категории источника 1.В.2.в Природный газ, морские хозяйства

Коэффициенты выбросов Уровня 2					
	Код	Название			
Категория источника НО	1.В.2.а.і	Добыча, производство, транспортировка			
Топливо	НЕТ ДАННЫХ				
ИНЗВ (если применимо)	050303	Виды деятельности на море			
Технологии/методики	Хозяйства, вырабатывающие только газ				
Региональные условия					
Технологии снижения загрязнений					
Не применяется	NOx, CO, NH3, TSP, PM10, PM2.5, Pb, Cd, Hg, As, Cr, Cu, Ni, Se, Zn, Aldrin, Chlordane, Chlordecone, Dieldrin, Endrin, Heptachlor, Heptabromo-biphenyl, Mirex, Toxaphene, HCH, DDT, PCB, Benzo(a)pyrene, Benzo(b)fluoranthene, Benzo(k)fluoranthene, Indeno(1,2,3-cd)pyrene, Total 4 PAHs, HCB, PCP, SCCP				
Не оценено	SOx, PCDD/F				
Загрязнитель	Значение	Единицы	95% доверит. интервал		Ссылки
			Нижний	Верхний	
НМЛОС	0.1	г/м3 газа	0.0045	6.2	CORINAIR (1990)

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:

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

Технологии по устранению загрязнений не представлены для данной категории источника.

3.3.4 Данные по осуществляемой деятельности

Для методологии Уровня 1 и 2 требуется количество выработанного газа или нефти. Данные можно получить в центрах национальной статистики всех стран и от различных международных источников, например в Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР).

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;
- отчеты по выбросам на уровне объекта.

3.4.1.1 Подробное моделирование процесса

Оценка выбросов Уровня 3 с использованием данных по процессу разделяет оценки на последовательные этапы в процессе добычи, производства и транспортировки нефти и природного газа.

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 этими данными воспользоваться. Существует две возможности:

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

Если данные объектного уровня охватывают все производство в стране, следует сравнить применяемые коэффициенты выбросов (зафиксированные выбросы, разделенные национальным производством) 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 в стране не включен в состав всех отчетов по объектам, необходимо оценить недостающую часть общих национальных выбросов от категории источника, посредством экстраполяции:

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

В зависимости от определенных национальных обстоятельств и охвата отчетов объектного уровня по сравнению с общим национальным производством, 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 объектах, на которых отчеты по выбросам на уровне объекта 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. данный вариант следует выбирать 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

Данный раздел дает оценку выбросов для выбросов при добыче, первичной обработке и транспортировке нефти и природного газа. Они взяты в ранней версии руководства, которое содержит подробную информацию об оценке выбросов для процессов, включенных в данную категорию источника. Только информация об оценке выбросов представлена по упрощенной технологии. Подробная информация доступна в предыдущей версии руководства (Руководство, 2006).

Информацию по выбросам CO₂ и CH₄ можно найти в Методических указаниях МГЭИК 2006 о составлении национальных инвентаризаций выбросов парниковых газов.

Будьте внимательны при использовании коэффициентов выбросов, приведенных в следующих подразделах. Они имеют высокую степень неточности и предназначены только для указания относительных отличий, которые имеются между станами. Дальнейшее исследование интенсивности выбросов необходимо для определения типа объекта, где они имеют место и степени возможного двойного учета. Рекомендуется использовать данные коэффициенты выбросов только, если нет других источников информации.

3.4.2.1 Комбинированное нефтегазовое хозяйство

Следующее уравнение необходимо использовать для установок в США (Countess and Browne, 1993), которое считается лучшим решением для оценки в Норвегии и Соединенном Королевстве.

$$\text{Всего ЛОС (мг/год)} = 40.2 * N + 1.1 * 10^{-2} * X + 8.5 * 10^{-6} * Y \quad (7)$$

где: N – количество объектов (например, платформ),
X – производство газа (млн. Нм³/год),
Y – производство нефти (тыс. Мг/год).

Из всех ЛОС состав 75% метана и 25% НМЛОС можно допустить, если нет лучших данных.

Если технология устарела, выбросы могут быть выше, чем после оценки по уравнению.

3.4.2.2 Хозяйства, вырабатывающие только газ

Таблицы ниже приводят коэффициенты по всем хозяйствам, занимающимся добычей, первичной обработкой и погрузкой газообразного топлива. Имеется 3 типа коэффициентов выбросов: общие (ИНЗВ 050300, см. также подход по Уровню 1), виды деятельности на суше (ИНЗВ 050302) и виды деятельности на море (ИНЗВ 050303) (см. также подход по Уровню 2).

Будьте внимательны при использовании коэффициентов выбросов в Таблице 3-7, Таблице 3-8 и Таблице 3-9 из-за высокой степени неточности. На самом деле, данные коэффициенты выбросов должны использоваться, только если нет других данных. Коэффициенты выбросов в следующих таблицах допускают тепловую функцию газа 38 МДж/м³.

Таблица 3-7 Общие коэффициенты выбросов по объектам для комбинированной добычи, первичной обработки и погрузки (Corinair, 1990)

	Выбросы НМЛОС/ед. пр-ва		Качество
	г/м ³	мг/ПДж *	
Польша	3.1	82	С

Таблица 3-8 Коэффициенты по береговым объектам для комбинированной добычи, первичной обработки (Corinair, 1990)

	Выбросы НМЛОС/ед. пр-ва		Качество
	г/м ³	мг/ПДж	
Германия	0.079	2.1	С
Чехия/Франция/Венгрия	3.1 *	82 *	С
Румыния/Словакия	3.1 *	82 *	С
Болгария	0.001	0.024	С
Италия	0.009	0.24	С
Испания	0.34	9.0	С
Соединенное королевство	0.055	1.4	С

Примечание

* Выбросы могут содержать метан.

Таблица 3-9 Коэффициенты выбросов по морским объектам для комбинированной добычи, первичной обработки и погрузки (Corinair, 1990)

	Выбросы НМЛОС/ед. пр-ва		Качество
	г/м ³	мг/ПДж	
Дания*	0.14	3.9	С
Германия	0.079	2.1	С
Италия	0.009	0.24	С
Испания	0.34	9.0	С
Румыния	3.1	82	С
Норвегия**	0.097	2.6	С

Примечания

1. * Утечки в море.

2. ** Добыча природного газа.

Для неорганизованных выбросов применяется уравнение 8.

Таблица 3-10 Коэффициенты неорганизованных выбросов по объектам в Канаде (Countess and Browne 1993)

	НМЛОС	Единицы	Качество
Канада	0.9	Мг/Гг газа	С

3.4.2.3 Хозяйства, вырабатывающие только нефть

Таблицы ниже приводят коэффициенты выбросов по всем хозяйствам, занимающимся добычей, первичной обработкой и погрузкой нефти с берега (ИНЗВ 050201) и на море (ИНЗВ 050202). Коэффициенты выбросов в Таблице 3-11 и Таблице 3-12 допускают тепловую функцию нефти 42 ГДж/Мг. Данные коэффициенты выбросов нужно использовать только, если нет других данных.

Таблица 3-11 Коэффициенты по береговым объектам для комбинированной добычи, первичной обработки (Corinair, 1990)

	Выбросы НМЛОС/ед. пр-ва		Качество
	кг/мг	мг/ПДЖ	
Франция/Болгария/Италия	0.10	2.4	С
Греция/Испания/Словакия	0.090	2.1	С

Таблица 3-12 Коэффициенты выбросов по морским объектам для комбинированной добычи, первичной обработки и погрузки (Corinair, 1990)

	Выбросы НМЛОС/ед. пр-ва		Качество
	кг/мг	мг/ПДж	
Италия	0.10	2.4	С
Румыния	0.10	2.4	С
Норвегия (1) *	0.58	14	С
Норвегия (2) *	2.0	47	С
Соединенное королевство	3.2	75	С
Испания	0.091	2.2	С

Примечание

* Норвегия (1) и (2) включают 2 различных объекта.

Для неорганизованных выбросов применяется уравнение 8.

Таблица 3-13 Коэффициенты неорганизованных выбросов по объектам в Канаде (Countess and Browne 1993)

	НМЛОС	Единицы	Качество
Канада	0.6	Мг/Гг нефти	С

3.4.2.4 Конечные станции газопровода

Таблица 3-14 Расчетные коэффициенты по неорганизованным выбросам (Brown and Root 1993, Picard и др. 1992; SRI 1994)

	НМЛОС	Производительность	Качество
Соединенное королевство	0.04	-	С
Канада	0.03	-	С
Норвегия	0.76	25 млрд. Нм ³	С

Соединенное Королевство рассчитало среднюю интенсивность неорганизованных выбросов для всех углеводородов с береговых газовых терминалов и нефтеперерабатывающих объектов. Поскольку они могут быть устаревшими, данные значения должны использоваться только, если имеются данные по объектам.

Таблица 3-15 Средние коэффициенты неорганизованных выбросов для ЛОС от береговых газовых терминалов или нефтеперерабатывающих объектов (УКООА, 1995)

	Газовые терминалы	Выбросы ЛОС	Качество
Соединение	Среднее значение	кг/а/компонент	
Соединения	5546	18	С
Клапаны	1521	200	С
Устройства сброса давления	39	120	С
Торсионные валы	41	530	С
Прочие	229	79	С

В настоящее время нет данных по коэффициентам выбросов для системы очистки H₂S, только для факельного сжигания, которые зачастую возникают после газоочистителя (см. ИНЗВ 090206 и 040103).

3.4.2.5 Трубопроводы

Для России получен коэффициент выбросов 0.07–0.2 Мг/Гг газа/100 км трубопровода (в зависимости от диаметра (0.4–1.4 м)) (SRI, 1994).

Таблицы в данном разделе показывают коэффициенты выбросов из Согіпаіг 1990 для выбросов для распределительных сетей. Данную таблицу для газообразного топлива, соответствующую таблицу для распределения жидкого топлива можно найти в главе 1.В.2.а.у, Распределение нефтепродуктов. Обратите внимание, что коэффициенты выбросов для береговых сетей и интенсивность выбросов могут быть меньше, чем для морских сетей. Будьте внимательны при использовании данных коэффициентов выбросов из-за высокой степени неточности. Они даются только для указания относительных отличий, существующих между странами и дальнейшего исследования интенсивности выбросов, которое требуется для определения типа объектов, где они возникают и/или имеется возможный двойной учет.

Таблица 3-16 Коэффициенты выбросов для распределения газа (Corinair 1990)

Процесс	Страна	Выбросы НМЛОС/ед. пр-ва		Качество
		г/м ³	т/ПДж*	
Общая информация	Польша	2.6	68	С
	Испания	1.1	109	С
	Люксембург	0.45	12	С
Трубопроводы	Дания, Литва	0.014	0.37	С
	Италия	0.016	0.42	С
	Латвия	0.003	0.084	С
Компрессор	Франция		2.5	С
	Германия	0.079	2.1	С
	Италия	0.054	1.4	С
	Швейцария		0.10	С
Сети	Франция		10	С
	Италия	0.88	23	С
	Дания, Литва	0.87	23	С
	Словакия	0.072	1.9	С
	Швейцария	0.76	20	С
	Соединенное королевство	0.62	16	С

Примечание

* Учитывается тепловая функция газа 38 Мдж/м³.

Таблица 3-17 Коэффициенты неорганизованных выбросов для объектов Канады (транспортируется Мг/Гг) (Picard и др. 1992)

	НМЛОС	Качество
Системы природного газа	0.054	С

3.4.2.6 Бурение скважин

Коэффициенты выбросов при бурении скважин включают использование растворителей в буровом растворе и от неорганизованных источников, таких как продувка небольших газовых пор. При использовании бурового раствора выброс 50 кг/Мг растворителя оценено для Соединенного Королевства, где было рассчитано, что используется 50 Гг в год растворителя в буровом растворе (Passant 1993).

Таблица 3-18 Неорганизованные выбросы в ходе бурения (OLF 1993, Picard и др. 1992)

	НМЛОС	Единицы	Код качества
Норвегия	700	кг/пробуренную скважину	С
Канада	1837	Всего Мг*	

Примечание

Количество скважин неизвестно.

Выбросы при вентилировании в сочетании с испытанием скважин не включены в коэффициенты выбросов, но по возможности их необходимо учитывать.

Выбросы при сжигании сырой нефти на испытательных платформах также не включены в данный раздел (см. соответствующий код ИНЗВ).

3.4.2.7 Налив и транспортировка нефти

Данный раздел предоставляет данные по коэффициентам выбросов Уровня 3 при наливе и транспортировке нефти. Дополнительную информацию по выбросам при наливе в цистерны для хранения или автоцистерны с перерабатывающих заводов можно найти в главе 1.В.2.а.іv, Переработка, хранение.

Таблица 3-19 содержит коэффициенты выбросов для неорганизованных выбросов при наливе и транспортировке нефти, которые выражены в процентах на массу загруженного топлива.

Таблица 3-19 Коэффициенты неорганизованных выбросов при наливе нефти (% на массу) (OLF 1993, UKOOA 1995, Rypdal K. 1997)

	Морские суда		Железнодорожные цистерны/Автоцистерны		Качество
	НМЛЮС	Метан	НМЛЮС	Метан	
Норвегия: на суше	0.1-0.3 %	5-15 %			С
Норвегия: на суше	0.02-0.06 %	5-15 %			С
Соединенное королевство	0.001 %	0.000018 %	0.00033 %	0.000058 %	С

Содержание метана в парах зависит от состава газа. Интенсивность испарения зависит от факторов, указанных в подразделе 3.1.5 настоящей главы.

Интенсивность испарения 0.01 % из которого метана 15 %, что было определено для Соединенного Королевства в другом издании (E+P Forum, 1994).

Интенсивность испарения 0.2–0.6 % была определена для России (SRI, 1994).

США рассчитали средний коэффициент выбросов при помощи подробной технологии при погрузке, балластировке и транспортировке сырой нефти железнодорожными цистернами или автоцистернами (US EPA, 1996). В крайнем случае, они могут применяться для транспортировки нефти морем на судах или баржах, но каждая попытка должна быть предпринята для использования по возможности подробной методологии.

**Таблица 3-20 Неконтролируемые коэффициенты выбросов ЛОС при
транспортировке сырой нефти железнодорожными цистернами и
автоцистернами (US EPA 1996)**

Источник выбросов		ЛОС ^{а, в}	Единицы
Погрузка ^с	Погружением: предусмотренная нормальная работа	240	г/м ³ перемещенного
	Погружением: срабатывает дыхательный клапан	400	г/м ³ перемещенного
	Наливом: предусмотренная нормальная работа	580	г/м ³ перемещенного
	Наливом: срабатывает дыхательный клапан	400	г/м ³ перемещенного
Балластировка	Пары не вытесняются	130	г/м ³ балластной воды
Утечки при перевозке ^д		4.3	кг/неделя-м ³ отгруженного

Примечание

1. НМЛОС могут быть 85% от рассчитанных выбросов с оставшимся этаном и метаном, если особые данные не указаны.
2. Пример сырой нефти RVP 34 кПа (5 абс. давления).
3. Коэффициенты выбросов при погрузке рассчитаны при помощи уравнения 8 (подраздел 8.2.5 настоящей главы) для распределенного продукта при температуре 16 °С.
4. Предполагается, что сырье может иметь густые пары приблизительно плотности 0.6 кг/м³ (грубая оценка).

3.4.3 Данные по осуществляемой деятельности

Для подробной методологии Уровня 3 требуется статистика по деятельности для каждого процесса, описанного в предыдущем разделе.

4 Качество данных

4.1 Полнота

Какая-то специфика отсутствует.

4.2 Предотвращение двойного учета с другими секторами

Какая-то специфика отсутствует.

4.3 Проверка

4.3.1 Коэффициенты выбросов при использовании наилучших доступных технологий

Информация по выбросам, связанным с наилучшими доступными технологиями, не предоставлена для данной категории источника.

4.4 Разработка согласованных временных рядов и повторный расчет

Какая-то специфика отсутствует.

4.5 Оценка неопределенности

4.5.1 Неопределенность в коэффициентах выбросов

Большая часть коэффициентов выбросов имеет оценку качества С. Тем не менее, поскольку коэффициенты выбросов могут отличаться на порядок, будьте внимательны при использовании данных коэффициентов выбросов.

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 Глоссарий

Факельное сжигание	Открытое сжигание газов в факельной трубе без применения энергии.
Объект	Нефтяные или газовые платформы, терминалы и т.д.
Неорганизованные выбросы	Выбросы паров углеводорода от технологического оборудования и испарение углеводорода на открытых участках в отличие от труб или вентиляционных каналов. Включают выбросы из клапанов, соединений, фланцев, уплотнений, технологических дренажей, масло/водоотделителей, хранилищ, при транспортировке и т.д.
Регенерация глицерина	Процесс, который снижает содержание воды в гликоле нагреванием или отдувкой газа.
Нм ³	1 м ³ газа при 15°C и 1 атм. давления (1.01325 бар).
Вентилирование	Прямой, контролируемый выброс газа в атмосферу
Отдувка газа	Газ, используемый для снижения нежелательных примесей в жидкости (например, удаление воды при регенерации гликоля и кислорода из системы впрыска воды).
Компрессорные станции	Насосные станции, предназначенные для повышения или поддержания давления в трубопроводе или магистрали.
Распределительная система	Термин «распределение» обычно относится к части газораспределительной сети под низким давлением страны, в отличие от системы, описанной в целом.
Резервуар для хранения СПГ под высоким давлением	Большие резервуары, в которых природный газ хранится в жидком виде под давлением.
Магистрали	Трубы для транспортировки на местном уровне, обычно газопровод под дорогами. Классифицируются низкого, среднего или промежуточного давления.
Трубопровод	Трубопровод обычно ограничен большим диаметром, трубами высокого давления, используемыми в национальных распределительных сетях, и является частью региональных распределительных систем. Небольшие трубы являются ответвлением от магистрали.

Порты	Объекты, на которых сжиженный природный газ грузится на суда или выгружается.
Распределительная магистраль	Также относится к распределительным трубам или сетям. Могут быть небольшие, низкого давления трубы, подключаемы напрямую к потребителю.
Нормальная температура и давление	Стандартные температура и давление - относится к температуре 273.15 К и давлению 101325 Па.
Терминалы	Объекты для хранения и обработки газа в конце трубопровода от скважины. Скважина может быть на берегу или на море.

6 Список цитированной литературы

- 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.
- Corinair 1990 Database (1990). European Environmental Agency (EEA).
- Countess R.J. and Browne D. (1993). 'Fugitive hydrocarbon emissions from pacific offshore oil platforms: Models, emission factors and platform emissions', J. of Air and Waste Management Association, No 43, pp. 1455-1460.
- E+P Forum. 'Methods for estimating atmospheric emissions from E+P operations'. Report No 2.59/197. September 1994.
- EDGAR (1990). Emission database for global atmospheric research v2.0. TNO, RIVM.
- Gas quality (1986). 'Proceedings of the congress "Gas quality specification and measurement and chemical properties of natural gas"'. Groningen, 22-25.4.1986.
- International Gas Union (1976). IGU working group on interchangeability of gases.
- IPCC (2006). 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K, Ngara T. and Tanabe K. (eds). Published: IGES, Japan.
- OLF (The Norwegian Oil industry Association) (1993). OLF environmental program. Phase II. summary report.
- Passant N.R. (1993). 'Emissions of Volatile Organic Compounds from Stationary Sources in the UK'. Warren Spring. ISBN 0 85624 850 9.
- Picard D.J., Ross B.D., Koon D.W.H. (1992). 'A detailed inventory of CH₄ and VOC emissions from upstream oil and gas operations in Alberta'. Clearstone Engineering Ltd.

Procestechniek 42 (1987). No 10, p. 36 (3).

Rypdal, Kristin (1997). E-mail communication. Statistics Norway, Oslo, Norway, April 1997.

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.

United States Environmental Protection Agency (US EPA) (1996). AP-42, 5th edition, Compilation of Air Pollutant Emission Factors, Volume 1, Supplement A, Office of Air Quality Planning and Standards, Research Triangle Park, NC, May 1996 (www.epa.gov/ttn/chief/)

7 Наведение справок

Все вопросы по данной главе следует направлять соответствующему руководителю (руководителям) Целевой группы по инвентаризации и проектной экспертной группы по вопросам сжигания и производства. О том, как связаться с сопредседателями ЦГИПВ вы можете узнать на официальном сайте ЦГИПВ в Интернете (www.tfeip-secretariat.org/).