

Приложение 1
к рекомендациям по проведению
добровольной инвентаризации
объема выбросов парниковых газов
в субъектах Российской Федерации

**Справочное руководство
по проведению добровольной инвентаризации объема выбросов
парниковых газов в субъектах Российской Федерации**

Часть II. Энергетика

СОДЕРЖАНИЕ

ГЛАВА 1 ВВЕДЕНИЕ	5
1.1 КАТЕГОРИИ ИСТОЧНИКОВ	5
1.2 МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ	6
1.2.1 Выбросы от сжигания ископаемого топлива	6
1.2.2 Оценки фугитивных выбросов	9
1.2.3 Улавливание и хранение CO ₂ и других парниковых газов.....	9
1.3 СБОР ИСХОДНЫХ ДАННЫХ	10
1.3.1 Данные о деятельности	10
1.3.2 Коэффициенты выбросов.....	19
1.4 НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЬ ОЦЕНОК ВЫБРОСОВ.....	23
1.4.1 Неопределенности данных о деятельности и коэффициентов выбросов	23
1.5 ОБЕСПЕЧЕНИЕ И КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА И ПОЛНОТА.....	23
1.5.1 Базовый (балансовый) подход.....	23
1.5.2 Потенциальный двойной учет между секторами	24
1.5.3 Отходы как топливо	25
1.5.4 Мобильное и стационарное сжигание топлива.....	25
1.5.5 Межрегиональные взаимодействия	25
ГЛАВА 2 СЖИГАНИЕ ТОПЛИВА СТАЦИОНАРНЫМИ ИСТОЧНИКАМИ.....	26
2.1 ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКОВ	26
2.2 МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ	29
2.2.1 Выбор метода	29
2.2.2 Выбор коэффициентов выбросов.....	32
2.2.3 Выбор данных о деятельности	52
2.2.4 Полнота.....	57
2.2.5 Формирование согласованного временного ряда.....	58
2.3 ОЦЕНКА НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ	58
2.3.1 Неопределенности коэффициентов выбросов	58
2.3.2 Неопределенности данных о деятельности.....	59
2.4 ОБЕСПЕЧЕНИЕ И КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА КАДАСТРА.....	60
ГЛАВА 3 ВЫБРОСЫ ОТ ТРАНСПОРТА (СЖИГАНИЕ ТОПЛИВА МОБИЛЬНЫМИ ИСТОЧНИКАМИ)	64

3.1 ОБЩИЙ ОБЗОР	64
3.2 ДОРОЖНЫЙ ТРАНСПОРТ	66
3.2.1 Методологические вопросы.....	66
3.3 ВНЕДОРОЖНЫЙ ТРАНСПОРТ	79
3.3.1 Методологические вопросы.....	80
3.4 ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫЙ ТРАНСПОРТ	82
3.4.1 Методологические вопросы.....	83
3.5 ВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ	86
3.5.1 Методологические вопросы.....	86
3.5.2 Оценка неопределенности	89
3.6 ГРАЖДАНСКАЯ АВИАЦИЯ	89
3.6.1 Методологические вопросы.....	90
ГЛАВА 4 ФУГИТИВНЫЕ ВЫБРОСЫ.....	95
4.1 ФУГИТИВНЫЕ ВЫБРОСЫ ПРИ ДОБЫЧЕ, ОБРАБОТКЕ, ХРАНЕНИИ И ТРАНСПОРТИРОВКЕ УГЛЯ.....	95
4.1.1 Общий обзор и характеристика источников	95
4.1.2 Методологические вопросы.....	97
4.2 ВЫБРОСЫ ОТ НЕФТИ И ПРИРОДНОГО ГАЗА.....	102
4.2.1 Обзор и характеристика источников	103
4.2.2 Методологические вопросы.....	104
ГЛАВА 5 БАЗОВЫЙ (БАЛАНСОВЫЙ) ПОДХОД	116
5.1 ОБЩИЙ ОБЗОР	116
5.2 КАТЕГОРИИ ИСТОЧНИКОВ	116
5.3 АЛГОРИТМ	116
5.4 ДАННЫЕ О ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	117
5.4.1 Общее «кажущееся» потребление топливных ресурсов.....	117
5.4.2 Преобразование в общие единицы энергии	119
5.5 СОДЕРЖАНИЕ УГЛЕРОДА.....	119
5.6 ИСКЛЮЧЕННЫЙ УГЛЕРОД.....	120
5.6.1 Использование в качестве сырья.....	122
5.6.2 Восстановители.....	123
5.6.3 Использование неэнергетических продуктов	124

5.6.4 Метод оценки исключенного углерода	124
5.7 НЕОКИСЛЕННЫЙ ПРИ СЖИГАНИИ ТОПЛИВА УГЛЕРОД	125
5.8 СРАВНЕНИЕ БАЗОВОГО И СЕКТОРНОГО ПОДХОДОВ	126
5.9 ИСТОЧНИКИ ДАННЫХ	128
5.10 НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ	128
5.10.1 Данные о деятельности	128
5.10.2 Содержание углерода и низшая теплотворная способность	129
5.10.3 Коэффициенты окисления	129
Список литературы	130
ПРИЛОЖЕНИЕ. РАБОЧИЕ ФОРМУЛЯРЫ	133

ГЛАВА 1 ВВЕДЕНИЕ

Согласно классификации МГЭИК, в секторе «Энергетика» представляются данные об эмиссии парниковых газов от сжигания топливно-энергетических ресурсов (1.A), их утечек и испарения (фугитивные выбросы, 1.B), а также справочные данные об использовании топлив для выполнения международных авиационных и морских перевозок и при сжигании биомассы в энергетических целях (1.C). Выбросы от утечек и испарения топлив (фугитивные выбросы) включают эмиссии от добычи, хранения, первичной переработки, транспортировки и потребления нефти, угля и газа, а также от сжигания топлив в тех случаях, когда энергия, выделяющаяся при сжигании, не используется (например, сжигание нефтяного (попутного) газа на нефтепромыслах, сжигание технологических газов различных производств и т.д.).

Один из главных источников поступления углекислого газа в атмосферу связан со сжиганием первичных топливно-энергетических ресурсов – угля, нефти, газа и продуктов их переработки (бензин, кокс, мазут и т.д.). Этим определяется большая часть антропогенной эмиссии диоксида углерода (CO_2) в атмосферу. Целью такого использования топлив является, обычно, получение энергии – тепловой, электрической, механической. Поэтому такое использование обозначается общим термином «энергетическое использование». Все выбросы парниковых газов, обусловленные сжиганием топливно-энергетических ресурсов в энергетических целях, относятся к сектору «Энергетика», вне зависимости от того, в каких отраслях и на каких предприятиях это сжигание происходит (см. также раздел 1.1 ниже).

Энергетический сектор обычно является наиболее важным сектором кадастра. В России на него приходится более 80 процентов от общего объема выбросов парниковых газов. На стационарное сжигание обычно приходится около 70 процентов выбросов парниковых газов в энергетическом секторе. Примерно половина этих выбросов связана со сжиганием в энергетической отрасли, в основном, на электростанциях и нефтеперерабатывающих заводах.

1.1 КАТЕГОРИИ ИСТОЧНИКОВ

Энергетический сектор включает следующие категории источников:

- разведку и добычу первичных топливно-энергетических ресурсов;
- переработку и преобразование первичных топливно-энергетических ресурсов во вторичные;
- передачу и распределение топливно-энергетических ресурсов;
- стационарное и мобильное сжигание топлива.

В контексте кадастра, *сжигание* может быть определено как *преднамеренное окисление топливно-энергетических ресурсов в устройствах, предназначенных для производства тепла или механической работы, или для использования вне устройств*. Это определение имеет целью отделить сжигание топлива, производимое специально в целях использования энергии от тепла, высвобождающегося при использовании угле-

водородов в качестве сырья в промышленных процессах, либо от использования углеводородов в составе конечной промышленной продукции. *Эффективная практика* заключается в максимально полном применении этого определения, однако в некоторых случаях требуется согласование данных с сектором «Промышленные процессы и использование иной продукции» (далее Промышленные процессы).

Для этого применяется следующий принцип: выбросы от сжигания топливных ресурсов, прямо или косвенно полученных в результате промышленной переработки сырья, как правило, трактуются как часть той промышленной категории источников, в которой происходит данный процесс, и должны быть включены в расчеты в секторе «Промышленные процессы и иной продукции». Однако, если полученные в результате промышленного производства вторичные топлива используются для сжигания в других категориях источников, то выбросы следует описывать в соответствующих категориях источников сектора «Энергетика».

Более подробно процесс принятия решения о том, в какую категорию следует отнести выбросы при сжигании топливно-энергетических ресурсов в промышленности, описан в Разделе «Промышленные процессы» настоящего методического руководства.

Важно не допустить двойного учета или недоучета выбросов, поэтому инвентаризации в секторах Промышленные процессы и Энергетика должны быть согласованы.

Поскольку РФ занимает ведущее место в мире по добыче ископаемых видов топлива, заметный вклад в выбросы от энергетического сектора вносят фугитивные выбросы от добычи, подготовки и транспортировки первичных топливно-энергетических ресурсов, до 22% (Российская, 2014). Примерами являются утечки и технологические выбросы природного газа, и выбросы метана, связанные с добычей угля, а также выбросы от сжигания в факелах некондиционных газовых смесей в процессе добычи и переработки нефти/газа. В некоторых случаях, когда субъект РФ производит или транспортирует значительные объемы ископаемого топлива, фугитивные выбросы могут вносить гораздо больший вклад в региональных масштабах.

1.2 МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ

1.2.1 *Выбросы от сжигания ископаемого топлива*

Основной метод оценки выбросов от сжигания топливно-энергетических ресурсов – расчет выбросов по секторам экономики, называемый секторным подходом. Кроме этого, для независимой проверки полноты и корректности расчетов секторного подхода используется методика расчета по базовому (балансовому) подходу, основанная на общем потреблении топливно-энергетических ресурсов в субъекте Российской Федерации. В исключительных случаях, если располагаемые разработчиками кадастра ресурсы и объем доступных им данных не позволяют реализовать секторный подход, базовый подход может быть использован для предварительных оценок выбросов парниковых газов от сжигания топлива.

При сжигании топливно-энергетических ресурсов большая часть углерода выбрасывается в атмосферу в виде диоксида углерода. Часть углерода попадает в атмо-

сферу в виде оксида углерода, метана и неметановых летучих органических соединений. Большая часть углерода, выбрасываемая в виде других, кроме CO_2 газов окисляется в атмосфере до CO_2 . В случае сжигания топлива, выбросы других чем CO_2 углеродсодержащих газов, отвечают за крайне малое количество выбрасываемого углерода по сравнению с CO_2 . Поэтому на уровне 1 расчеты выбросов CO_2 основываются на общем количестве углерода в топливе. Это делается для того, чтобы учесть весь углерод, содержащийся в топливе.

1.2.1.1 Уровни расчетов

В зависимости от наличия исходных данных, особенностей сжигаемых топлив и применяемых технологий сжигания, а, так же, вклада каждой из категорий источников в суммарный выброс парниковых газов в регионе, могут применяться 3 уровня расчетов выбросов:

1 уровень – основан на статистических данных о сжигании топливно-энергетических ресурсов по категориям источников и средних, рекомендуемых МГЭИК, коэффициентах выбросов;

2 уровень – основан на статистических данных о сжигании топливно-энергетических ресурсов, аналогичных используемым в подходе уровня 1, но вместо рекомендуемых МГЭИК коэффициентов используются региональные или, если применимо, национальные коэффициенты выбросов;

3 уровень – основан на использовании расчетных или измеренных данных по выбросам на уровне отдельных предприятий субъекта Российской Федерации

Для разработки кадастра выбросов парниковых газов субъекта Российской Федерации основным является метод уровня 1, полностью основанный на характеристиках сжигаемых топливно-энергетических ресурсов. При реализации этого метода, выбросы из всех источников горения могут быть рассчитаны на основе количества сжигаемого топлива (обычно известного из региональной энергетической статистики) и средних коэффициентов выбросов.

Качество этих коэффициентов выбросов отличается от газа к газу. Для CO_2 коэффициенты выбросов сильно зависят от углеродной составляющей топлива. Условия сжигания (эффективность сжигания, превращение углерода в шлак и золу и т.д.) имеют сравнительно небольшое значение. Поэтому выбросы CO_2 могут быть оценены достаточно точно, исходя из общего объема сжигаемого топлива и усредненного содержания углерода в нем.

Коэффициенты выбросов для метана и оксида диазота (N_2O) зависят от технологии сжигания и условий функционирования оборудования и существенно различаются, как между отдельными установками для сжигания, так и от года к году. Из-за этой изменчивости, использование усредненных коэффициентов выбросов по этим газам дает довольно значительную неопределенность.

Поэтому, для *ключевых категорий* источников может применяться метод Уровня 2, при использовании в регионе топливно-энергетических ресурсов или технологий сжигания, отличных по своим характеристикам от средних российских условий. Если

региональные коэффициенты выбросов получены на основании подробных данных о содержании углерода в различных партиях потребляемого топлива, или использована более подробная информация о применяемых технологиях сжигания, неопределенности оценок значительно уменьшаются, а временные тенденции могут быть оценены более качественно.

Методы уровня 3 используют подробные модели расчета выбросов или измерения и данные на уровне отдельных предприятий. При правильном применении эти модели и измерения должны обеспечивать более точные оценки, особенно для иных, чем CO_2 парниковых газов.

1.2.1.2 Выбор уровня: общая схема принятия решений

Для каждой категории источника и парникового газа, разработчик инвентаризации располагает выбором в применении методов различных уровней. Разработчик инвентаризации может использовать различные уровни для разных категорий источников, в зависимости от важности категории (ее вклада в совокупный выброс) и от наличия ресурсов с точки зрения затрат времени, рабочей силы, сложности моделей и бюджета. Для выполнения анализа *ключевых категорий*, необходимо составить кадастр (с использованием методов уровня 1 или более высоких уровней) как минимум за один год. В дальнейшем анализ ключевых категорий должен обновляться в соответствии с наиболее актуальными расчетами выбросов. Для каждого вида деятельности по сжиганию топлива и для каждого газа может быть принято свое решение по выбору уровня оценки выбросов.

В частности, для автомобильных перевозок, использование для оценки выбросов N_2O и CH_4 методов 2-го и 3-го уровней, зависящих от конкретной технологии, может принести значительное увеличение точности. Однако для CO_2 в целом часто будет достаточно воспользоваться методом уровня 1, основанном на содержании углерода в топливе и данных об использованном количестве топлива. Это означает, что при разных подходах для разных газов в пределах одной и той же категории источников могут использоваться методы разных уровней. Так как модели выбросов и зависящие от конкретной технологии методы для автомобильного транспорта могут основываться на пробеге транспортного средства, а не на расходе топлива, *эффективная практика* заключается в демонстрации того, что данные о деятельности, примененные в таких моделях и методах более высокого уровня, согласуются с данными о продажах топлива. Эти данные о продажах топлива могут быть использованы для оценки выбросов CO_2 от автотранспорта. В тех случаях, когда обнаружено расхождение между данными о продажах топлива и пройденным километражем, данные о деятельности, используемые для расчетов по 2 и 3 уровням, надо корректировать с учетом статистики продаж топлива, если не будет доказано, что статистика продаж топлива не соответствует действительности. Важно обеспечить полноту учета всех источников выбросов и согласованность исходных данных, т.е. провести проверку на соответствие баланса массы топливно-энергетических ресурсов, используемых в регионе в качестве топлива, и учтенных в энергетическом секторе кадастра.

1.2.2 Оценки фугитивных выбросов

В этом разделе приводятся методологии оценки фугитивных выбросов CO_2 , CH_4 и N_2O . Методологические принципы, применяемые к их оценке в секторе «Энергетика», значительно отличаются от тех, которые применяют к выбросам от сжигания ископаемого топлива. Во многих случаях фугитивные выбросы происходят через неорганизованные источники, поэтому они с трудом поддаются прямому мониторингу. Кроме того, специфика их оценки в значительной мере зависит от типа конкретного источника. Например, методы расчета выбросов для добычи угля связаны с геологическими особенностями угольных пластов, тогда как методы оценки выбросов от утечек в нефтегазовой отрасли больше зависят от используемых технологий и от типов применяемого оборудования.

1.2.3 Улавливание и хранение CO_2 и других парниковых газов

Согласно оценкам МГЭИК, чтобы добиться стабилизации концентраций парниковых газов в атмосфере, в XXI веке потребуются предотвратить значительное количество выбросов CO_2 в атмосферу. Улавливание и хранение CO_2 должно стать одной из возможностей в наборе мер по стабилизации концентраций парниковых газов, в то время как использование ископаемого топлива будет продолжаться. Эффективная практика заключается в том, чтобы выбросы от системы мер по улавливанию и хранению CO_2 учитывались во всех секторах энергетики, где они осуществляются.

В секторе энергетики, улавливание и хранение углекислого газа может проводиться на больших стационарных источниках, такие как электростанции и установки по обессериванию природного газа. С учетом того, что данная технология является перспективной и не носит массовый характер, рекомендуется использовать отчетность предприятий по конкретным установкам. Итоговые выбросы CO_2 от предприятий, оборудованных системой улавливания и хранения углерода, рассчитываются из значений сжигания топлива как описано в соответствующих разделах за вычетом количества удаленного газа.

Применительно к современным условиям Российской Федерации, в качестве антропогенной деятельности по улавливанию и захоронению CO_2 и других парниковых газов может рассматриваться улавливание и закачивание природного и попутного нефтяного газов в нефтяные пласты с целью повышения их нефтеотдачи и увеличения объема нефтедобычи (так называемый «газлифтинг»). При составлении кадастра эти объемы рекомендуется учитывать, как исключенный углерод (раздел 5.6). Если такая деятельность осуществляется в субъекте Российской Федерации, то составителям кадастра рекомендуется обратиться к Руководящим принципам МГЭИК, где приведен обзор принципов оценки выбросов и абсорбции CO_2 и других парниковых газов при использовании систем их улавливания и хранения (Межправительственная, 2006).

Рабочие формуляры для учета уловленного углерода не включены в приложение к данной методике, однако при необходимости можно использовать таблицы отчетности, приведенные в Руководящих принципах МГЭИК (Межправительственная, 2006).

1.3 СБОР ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

1.3.1 Данные о деятельности

В секторе «Энергетика» данные о деятельности обычно представляют собой количество сожженного топлива. Этих данных достаточно для выполнения расчета по уровню 1. При использовании методов более высоких уровней требуются дополнительные данные о характеристиках топлива и применяемых технологиях сжигания.

Для обеспечения прозрачности и сопоставимости расчетов и их результатов, необходимо использовать единые подходы к системе классификации и учета топливно-энергетических ресурсов, в том числе:

- 1) определение различных типов топливно-энергетических ресурсов;
- 2) сопоставимость единиц измерения, в которых выражаются данные о деятельности;
- 3) возможные источники данных о деятельности;
- 4) согласованность временного ряда.

Рекомендации по источникам данных о деятельности даны в главах данного тома, посвященных конкретным категориям источников. Другая информация и пояснения по порядку получения и использования энергетических балансов и другой энергетической статистики представлены в Руководстве по энергетической статистике Международного энергетического агентства (МЭА, 2007).

1.3.1.1 Определения видов топлива

Для сопоставимости выбросов, происходящих в результате сжигания топливно-энергетических ресурсов, регионам необходимо использовать согласованную терминологию и определения видов топлива. Ниже приводится список видов топливно-энергетических ресурсов топлива, базирующийся главным образом на определениях, разработанных МГЭИК (Межправительственная, 2006).

Таблица 1.1 – Определения видов топливно-энергетических ресурсов

Наименование		Описание
ЖИДКИЕ ТОПЛИВНЫЕ РЕСУРСЫ (сырая нефть и нефтепродукты)		
Сырая нефть		Сырая нефть состоит из смеси углеводородов природного происхождения, цвет – от желтого до черного, разной плотности и вязкости. В эту категорию включается промысловый конденсат, извлекаемый при промышленном сепарировании из попутного и непопутного газа, содержащегося в потоке сырой нефти.
Природный газоконденсат (ПГК)		ПГК – это жидкие или сжиженные углеводороды, извлекаемые из природного газа в сепараторах, на промысловых объектах или на газоперерабатывающих установках. Категория ПГК включает в себя этан, бутан, пентан, газовый бензин и конденсат, но не ограничивается ими. ПГК также могут содержать малые количества иных, не углеводородных, компонентов.
Бензин	Автомобильный бензин	Смесь легких углеводородов с температурой перегонки 35°C – 215°C. Автомобильный бензин используется в двигателях внутреннего сгорания с искровым зажиганием, например, в транспортных средствах, исключая авиацию. В состав бензина могут входить присадки, окислители и добавки, использующиеся для усиления октанового числа, включая соединения свинца, такие как ТЭС (тетраэтиловый свинец) и ТМС (тетраметиловый свинец).

Наименование		Описание
	Авиационный Бензин	Авиационный бензин – это бензин, произведенный специально для авиационных поршневых двигателей, с октановым числом, пригодном для использования в соответствующих двигателях, имеющий температуру замерзания в -60°C и температуру перегонки в интервале от 30°C до 180°C.
	Бензин для реактивных двигателей	Включает в себя все виды легкого углеводородного топлива, использующиеся в авиационных турбинных силовых установках. Температура перегонки – в пределах от 100 °C до 250°C. Получается путем смешивания керосина и бензина или нафты в таких пропорциях, чтобы содержание ароматических соединений не превышает 25% по объему, а давление насыщенного пара составляло от 13,7 кПа до 20,6 кПа. Может включать в состав присадки, улучшающие стабильность и горючесть топлива.
Авиационный керосин		Продукт перегонки нефти, используемый в авиационных турбинных силовых установках. Имеет те же характеристики перегонки и воспламенения, что и керосин (от 150 °C до 300 °C, однако обычно не выше 250 °C). Кроме того, имеет особые характеристики (например, температуру замерзания), которые устанавливаются Международной ассоциацией воздушного транспорта (ИАТА).
Другие виды керосина		Керосины состоят из продуктов перегонки нефти, с характеристиками испарения средними между бензином и дизельным топливом. Температура перегонки составляет от 150 °C до 300°C.
Дизельное топливо		Газойль/дизельное топливо включает в себя продукт перегонки нефти при температурах от 180 °C до 380°C. Легкие газойли получают путем атмосферной перегонки самой низкой фракции сырой нефти, тяжелые газойли получают путем вакуумной редистилляции остатков атмосферной перегонки. Существует несколько сортов, в зависимости от применения: дизельное топливо для дизельных двигателей компрессионного воспламенения (автомобили, грузовики, суда и т.д.), легкое топливо для промышленного и коммерческого применения, и другие газойли, включая тяжелый газойль, с температурой перегонки от 380 °C до 540 °C, использующийся как сырье в нефтехимической промышленности.
Мазут, топливо печное бытовое		В эту категорию включены все виды в топочного и флотского (котельного) мазута, в том числе, полученные путем смешивания. Кинематическая вязкость выше 0,1см ² (10 сСт) при 80°C. Температура воспламенения всегда выше 50 °C, плотность всегда более 0,90 кг/л.
Сжиженный нефтяной газ		Это легкие углеводородные фракции парафинового ряда, полученные в процессе перегонки на заводах стабилизации сырой нефти и природного газа, включающие пропан (C ₃ H ₈) и бутан (C ₄ H ₁₀), либо комбинацию обоих. Как правило, для транспортировки и хранения СНГ сжижаются под давлением.
Этан		Этан является природным газообразным линейным углеводородом (C ₂ H ₆), который добывается из природного газа и при перегонке нефти.
Нафта (лигроин)		Нафта (лигроин) – является сырьем, предназначенным для использования либо в нефтехимической промышленности (например, производство этилена и ароматических соединений), при паровом крекинге, либо в качестве добавки при производстве бензина. Нафта включает фракции с температурой перегонки от 30°C до 210°C.
Битум		Твердое, полутвердое или вязкое углеводородное вещество, с коллоидной структурой, имеющее цвет от коричневого до черного, образующееся как остаток при перегонке нефти, а, так же, при вакуумной перегонке нефтяных остатков, образующихся при атмосферно перегонке нефти. Битум часто называют асфальтом и используют главным образом для дорожных покрытий и в качестве кровельного материала. Эта категория включает псевдосжиженный и жидкий битум.
Смазочные материалы		Смазочные материалы представляют собой углеводороды, получаемые из побочных продуктов перегонки нефти. Они используются, в основном, для снижения трения между скользящими поверхностями. В эту категорию входят все готовые сорта смазочных масел, а также масла, используемые в консистентных смазках, в том числе моторные масла и все виды смазок на основе смазочных компонентов.
Нефтяной кокс		Нефтяной кокс представляет собой черный твердый побочный продукт, полученный в основном путем крекинга и карбонизации производных нефтяного сырья, гудрона, смолы и пека в таких процессах, как замедленное коксование и жидкое коксование. Состоит в основном из углерода (от 90 до 95%) и имеет низкую зольность. Используется в качестве сырья в коксовых печах для сталелитейной промышленности, для отопления, при производстве электродов, а также в химической промышленности. Двумя наиболее важными сортами являются «недопал» и «кальцинированный кокс». Данная категория также включает в себя «каталитический кокс», оседающий на катализаторе в процессах переработки нефти. Этот кокс не поддается восстановлению и обычно сжигается в качестве топлива при перегонке нефти.

Наименование		Описание
Нефтезаводское сырье		Нефтезаводское сырье представляет собой переработанную нефть, предназначенную для дальнейшей переработки на нефтеперегонных предприятиях (например, прямогонное топливо или вакуумный газойль) за исключением смешивания. При дальнейшей переработке, нефтезаводское сырье преобразуется в один или более компонентов и/или готовую продукцию. Эта категория включает в себя конечные продукты, возвращаемые из нефтехимической промышленности в нефтепереработку.
Прочие виды нефтепродуктов	Нефтезаводской газ	Нефтезаводской газ – это смесь несжижаемых газов, полученный в ходе перегонки сырой нефти или переработки нефтепродуктов (например, крекинг) на нефтеперерабатывающих заводах. Состоит главным образом из водорода, метана, этана и олефинов. Также включает газы, возвращенные из нефтехимической промышленности.
	Парафины	Насыщенные алифатические углеводороды (с общей формулой C_nH_{2n+2}). Парафины представляют собой отходы, полученные при депарафинизации смазочных масел, имеют кристаллическую структуру с углеродным числом более 12. Их основными характеристиками являются бесцветность, прозрачность и отсутствие запаха, температура плавления выше 45°C.
	Уайт-спирит и промышленные растворители	Уайт-спирит и промышленные растворители являются очищенными промежуточными продуктами перегонки с диапазоном температуры перегонки, аналогичном нафте и керосину. Они подразделяются на следующие категории: i) Промышленные растворители (бензин для промышленно-технических целей): Светлые нефтепродукты с температурой перегонки в пределах от 30°C до 200°C. Существует 7 – 8 классов бензинов для промышленных и технических целей, в зависимости от крайних температурных значений по шкале перегонки. ii) Уайт спирит: бензин-растворитель с температурой возгорания выше 30°C Диапазон перегонки уайт-спирита составляет 135°C – 200°C.
	Топливо моторное	Другие виды топливно-энергетических ресурсов, используемые в качестве моторного топлива, кроме перечисленных выше. Обычно, включены в формы статистической отчетности Росстата, как «прочие виды моторного топлива».
	Другие нефтепродукты	Нефтепродукты, не классифицированные выше, к примеру: смола и сера. Эта категория включает также ароматические соединения (например: бензол, толуол или ксилол) и олефины (например, пропилен) получаемые на нефтеперегонных заводах.
ТВЕРДЫЕ ВИДЫ (уголь и продукты переработки угля)		
Антрацит		Антрацит – уголь высокого класса, используемый для промышленных и бытовых нужд. Как правило, менее 10% летучих веществ с высоким содержанием углерода (около 90% связанного углерода). Высшая теплотворная способность более 23 865 кДж/кг) на влажной беззольной основе.
Коксующийся уголь		Коксующийся уголь относится к битумным углям такого качества, которое позволяет производить из него кокс, пригодного для использования в доменных печах. Высшая теплотворная способность (ВТС) более 23 865 кДж/кг (5 700 кКал/кг) на влажной беззольной основе.
Другие виды битуминозного угля (каменный уголь)		Прочие битуминозные угли, использующиеся для выработки пара и для отопительных целей и включающие в себя все битуминозные угли, кроме коксующегося. Характеризуются более высоким содержанием летучих веществ, чем антрацит (свыше 10%) и меньшим содержанием углерода (менее 90% связанного углерода). Высшая теплотворная способность более 23 865 кДж/кг (5 700 кКал/кг), на влажной беззольной основе.
Бурый уголь/Лигнит		Лигнит/бурый уголь – неагломерированный уголь с высшей теплотворной способностью менее 17 435 кДж/кг (4 165 кКал/кг) и более чем с 31% летучих веществ на сухой безминеральной основе.
Горючий сланец и битуминозные пески		Горючий сланец – это неорганический камень без пор, содержащий различное количество твердых органических материалов, содержащий углеводороды, вместе с разнообразными твердыми продуктами, будучи подвергнутым пиролизу (процедура, заключающаяся в нагревании камня до высокой температуры). Битуминозные пески (или пористый углеводородный камень) являются естественной смесью вязких форм тяжелой нефти, иногда принимаемой за битум. Из-за вязкости данный продукт не может быть восстановлен традиционными методами.
Брикетируемый бурый уголь		Брикеты бурого угля (ББУ) являются компонентным топливом, произведенным из лигнита/бурого угля при помощи прессовки брикетов под высоким давлением. Эта категория может включать также лигнитную пыль.
Каменноугольные Брикеты		Это композитное топливо, производимое из мелкой фракции каменного угля с добавлением вяжущих веществ. Количество произведенного брикетированного угля может быть, соответственно, выше, чем реальное количество угля, расходуемого в процессе производства.

Наименование		Описание
Кокс	Печной и доменный кокс	Доменный кокс – это твердый продукт, получаемый при карбонизации угля, в основном коксующегося угля, при высокой температуре. Имеет низкое содержание влаги и летучих веществ. Используется в основном в черной металлургии в качестве источника энергии и как химический реагент. Включает также полукокс, твердый продукт, полученный при карбонизации угля при низкой температуре, лигнитовый кокс, полукокс, изготовленный из лигнита/бурого угля, коксовой мелочи и литейного кокса. Полукокс используется как бытовое топливо или потребляется коксохимическим предприятием для собственных нужд
	Газовый кокс	Газовый кокс – побочный продукт переработки каменного угля, используемый для производства городского газа на газовых заводах. Газовый кокс используется в отопительных целях.
Каменноугольная смола		Каменноугольная смола является побочным продуктом производства металлургического кокса. Их каменноугольной смолы в процессе перегонки получают различные органические продукты (например, бензол, толуол, нафталин), обычно являющиеся сырьем для нефтехимической промышленности.
Производные газы	Заводской газ (газ газоперерабатывающих заводов)	Заводской газ (газ газоперерабатывающих заводов) включает все виды газов, включая синтетический газ, вырабатываемых на коммунальных и частных предприятиях, главным видом деятельности которой является производство, транспортировка и распределение газа. Газ, добытый путем карбонизации (в том числе газа коксовых печей и газовых заводов), полной газификации с обогащением или без него, нефтепродуктами (LPG, остаточный газ и т.д.), и путем крекинга природного газа, реформинга и простого смешивания с другими газами и/или воздухом. Из этой категории исключается смешанный природный газ, обычно распределяющийся через сеть трубопроводов для природного газа.
	Коксовый газ	Коксовый газ является побочным продуктом производства печного кокса, применяемого при производстве железа и стали.
	Доменный газ	Доменный газ вырабатывается при сжигании кокса в доменных печах в черной металлургии и сталелитейной промышленности. Извлекается и используется в качестве топлива частично на предприятиях и частично в других сталелитейных процессах, либо в специальных энергетических установках, приспособленных к сжиганию доменного газа.
	Газ кислородных плавильных печей	Доменный газ, получаемый при выплавке стали с применением кислорода является побочным продуктом производства стали в кислородных домнах, извлекается на выходе из домны. Этот газ также известен как конвертерный газ.
ГАЗ (Природный газ)		
Природный газ		Природный газ включает в себя газы, встречающиеся в подземных месторождениях сжиженном и в газообразном состоянии. Категория «Природный газ» должна включать смешанный природный газ (иногда также называемый «городской») – это газ с высокой теплотворной способностью, получаемый в качестве смеси природного газа, добытого на газовых месторождениях, газа, добываемого вместе с сырой нефтью, а, так же, метана, добываемого из угольных шахт, и, как правило, распределяемого через сеть трубопроводов природного газа.
Другие виды ископаемого топлива		
Бытовые отходы (небиологические фракции)		Небиологические фракции городских отходов включают отходы, произведенные в домашнем хозяйстве, на производстве, в лечебных учреждениях и обслуживающих хозяйствах, сжигаемые в специальных установках и используемые для производства энергии. В эту категорию включены только не портящиеся под воздействием микроорганизмов топливные фракции.
Промышленные отходы		Промышленные отходы состоят из твердых и жидких продуктов (например, шин), сжигаемых напрямую, обычно на специальных фабриках, для производства тепла и/или энергии и не относящиеся к биомассе.
Нефтяные отходы		Нефтяные отходы – это использованные масла (например, использованные смазки), сжигаемые для производства тепла.
Торф		
Торф		Умеренно горючее, пористое или прессованное, осадочное отложение промышленного происхождения, включающее древесные материалы с высоким содержанием влаги (до 90% в сыром состоянии), легко режущееся, может содержать твердые включения с цветом от светлого до темно-коричневого. В данную категорию следует включать только торф, используемый для энергетических целей.
Брикеты и полубрикеты торфяные		Брикеты и полубрикеты торфяные – это высокоэффективное топливо для котельных, твердотопливных котлов и печей. Теплотворная способность торфяных брикетов составляет не менее 4600 ккал/кг.

Наименование		Описание
Биомасса		
Твердые виды биотоплива	Древесина/древесные отходы	Древесина/древесные отходы сжигаются напрямую для получения энергии. Эта категория также включает в себя древесину для производства древесного угля, но не сам древесный уголь (это повлечет за собой двойной учет, так как древесный уголь – вторичный продукт).
	Щелок (Черный щелок)	Щелок это повторно используемый побочный продукт при превращении древесины в древесную массу в бумажной промышленности. В этом процессе лигнит, содержащийся в древесине отделяется от целлюлозы с последующим образованием бумажных волокон. Щелок является смесью лигнинного остатка с водой и химикатами и сжигается в котле-утилизаторе. В результате вырабатывается пар, электроэнергия и восстанавливаются химические вещества для повторного использования в технологическом процессе. Это топливо, в концентрированной его форме, обычно имеет 65-70% твердость.
	Другие виды первичной твердой биомассы	Другие виды первичной твердой биомассы включают в себя промышленное сырье, используемое напрямую как топливо, но не включенное в категории древесина/древесные отходы или щелок. Включены растительные отходы, животные вещества/отходы и прочая твердая биомасса. Категория включает в себя недревесное сырье угольного производства (например, кокосовая скорлупа), кроме всех других видов сырья для производства биотоплива.
	Древесный уголь	Древесный уголь включает в себя твердые остатки перегонки и пиролиза древесины и прочих растительных материалов. Древесный уголь сжигается с целью получения энергии.
Жидкое биотопливо	Биобензин	Категория биобензинов включает в себя только ту часть видов топлива, которая классифицируется как биотопливо, но не общее количество жидкостей, с которыми смешивается биотопливо. Эта категория включает в себя биоэтанол (этанол, производимый из биомассы и/или биохимической фракции отходов), биометанол (метанол, получаемый из биомассы и/или биохимической фракции отходов), bioETBE (этил-терцио-бутил-эфир, получаемый на основе биоэтанола: процентное содержание по объему bioETBE, рассчитанное как биотопливо, составляет 47%) и bioMTBE (метил-терцио-бутил-эфир, получаемый на основе биометанола: процентное содержание по объему bioMTBE, рассчитанное как биотопливо, составляет 36%).
	Био-дизтопливо	В категорию био-дизтоплива включена только та часть видов топлива, которая связана с количеством биотоплива и не связана с общим объемом жидкости, в которую смешивается биотопливо. Категория включает в себя био-дизтопливо (метилловый эфир дизельного качества, полученный из растительного или животного масла) биодиметилэфир (диметилэфир, полученный из биомассы), «фишер-тропша» (продукт, получаемый из биомассы по технологии Фишера-Тропша), биомасло, полученное при холодном прессовании (только масло, получаемое из масличных семян при механической обработке) и все прочие жидкие виды биотоплива, которые были добавлены, смешаны или использованы непосредственно в качестве транспортного дизельного топлива.
	Другие виды жидкого биотоплива	Другие виды жидкого биотоплива, не включенные в состав биобензинов и био-дизтоплива.
Биогаз	Газ из органических отходов	Газ из органических отходов вырабатывается в процессе анаэробной ферментации биомассы и твердых отходов и сжигается для производства тепла и/или энергии.
	Канализационный газ	Канализационный газ образуется в процессе анаэробной ферментации биомассы и твердых отходов, содержащихся в сточных водах и в навозе животных, и сжигается для получения тепла и/или энергии
	Другие биогазы	Другие биогазы, не включенные в состав газов из органических отходов и канализационных газов.
Другие виды не ископаемого топлива	Бытовые отходы (фракция биомассы)	Фракция биомассы бытовых отходов включает в себя отходы, образующиеся в домашних хозяйствах, промышленности, больницах и предприятиях коммунального хозяйства, сжигается на специальных установках и используется для получения энергии. Сюда включены только те топливные фракции, которые разлагаются под воздействием микроорганизмов.

1.3.1.2 Преобразование единиц энергии

Единицей энергии в системе СИ является джоуль (Дж). Исходные данные о потреблении топливных ресурсов представляются в российской статистике в физических единицах (тыс. т., млн. м³ и др.) или в унифицированных энергетических единицах –

тоннах условного топлива (т.у.т.). Для преобразования этих данных в энергетические единицы используются значения низшей теплотворной способности топлива, взятые с учетом свойств отечественных топливных ресурсов.

При разработке кадастра субъекта Российской Федерации для перевода физических единиц в тонны условного топлива используется средний калорийный эквивалент для пересчета одной тонны (или тысячи м³) натурального топлива в тонну условного топлива, утвержденные Федеральной службой государственной статистики (Таблица 1.2).

В Таблице 1.3 приведены итоговые коэффициенты перевода в энергетические единицы (ТДж), которые рекомендуется использовать при разработке кадастра субъекта Российской Федерации. Для большинства топлив, коэффициенты получены на основе значений среднего калорийного эквивалента для пересчета натурального топлива в тонну условного топлива (Госкомстат, 1999) и переводного множителя из тыс. т.у.т. в ТДж, равного 29,3076. Для тех видов топливно-энергетических ресурсов, для которых отсутствуют национальные данные, приведены коэффициенты, рекомендуемые в Руководящих принципах МГЭИК (Межправительственная, 2006 – таблица 1.2 глава 1 том 2). Перевод физических единиц в энергетические производится по формуле 1.1:

Формула 1.1 - Перевод физических единиц в энергетические

$$AD (ТДж) = AD (ед) \cdot C (ТДж / ед),$$

где:

AD (ТДж) – потребление топливно-энергетических ресурсов в ТДж;

AD (ед) – потребление топливно-энергетических ресурсов в физических единицах;

C (ТДж / ед) – коэффициент пересчета, приведенный в таблице 1.3.

Если исходные данные о потреблении топливных ресурсов приведены в тысячах тонн условного топлива, то для перевода в ТДж используется коэффициент перевода, равный 29,3076 ТДж/тыс. т.у.т.

Таблица 1.2 – Средний калорийный эквивалент для пересчета одной тонны (тысячи м³) натурального топлива в тонну условного топлива (Госкомстат, 1999)

Виды топлива и энергии	Единица измерения	Средний калорийный эквивалент для пересчета одной тонны (тысячи м ³) натурального топлива в условное
Нефть, включая промысловый газоконденсат	тонна	1,43
Мазут топочный	тонна	1,37
Мазут флотский	тонна	1,43
Топливо печное бытовое	тонна	1,45
Керосин	тонна	1,47
Топливо дизельное	тонна	1,45
Бензин автомобильный	тонна	1,49
Бензин авиационный	тонна	1,49
Топливо моторное	тонна	1,47
Нефтебитум	тонна	1,35
Кокс нефтяной и сланцевый	тонна	1,08
Газ горючий природный (естественный)	тыс. м ³	1,154

Виды топлива и энергии	Единица измерения	Средний калорийный эквивалент для пересчета одной тонны (тысячи м ³) натурального топлива в условное
Газ нефтеперерабатывающих предприятий сухой	тонна	1,5
Газ сжиженный	тонна	1,57
Газ горючий искусственный коксовый	тыс. м ³	0,57
Газ горючий искусственный доменный	тыс. м ³	0,43
Сланцы горючие	тонна	0,3
Торф топливный	тонна	0,34
Брикеты и полубрикеты торфяные	тонна	0,6
Кокс металлургический	тонна	0,99
Рядовой уголь месторождений:		
уголь донецкий	тонна	0,876
уголь кузнецкий	тонна	0,867
уголь карагандинский	тонна	0,726
уголь подмосковный	тонна	0,335
уголь воркутинский	тонна	0,822
уголь интинский	тонна	0,649
уголь челябинский	тонна	0,552
уголь свердловский	тонна	0,33
уголь башкирский	тонна	0,264
уголь нерюнгринский	тонна	0,987
уголь якутский	тонна	0,751
уголь черемховский	тонна	0,752
уголь азейский	тонна	0,483
уголь читинский	тонна	0,483
уголь гусиноозерский	тонна	0,506
уголь хакасский	тонна	0,727
уголь каиско-ачинский	тонна	0,516
уголь тувинский	тонна	0,906
уголь тунгусский	тонна	0,754
уголь магаданский	тонна	0,701
уголь арктический (шпицбергенский)	тонна	0,669
уголь норильский	тонна	0,761
уголь огоджинский	тонна	0,447
уголь камчатский	тонна	0,323
уголь Приморья	тонна	0,506
уголь экибастузский	тонна	0,628
уголь алтайский	тонна	0,782
уголь тугнуйский	тонна	0,692
Дрова для отопления	плот. м ³	0,266
Бревна разобранных старых зданий, пришедшие в негодность шпалы, столбы связи, рудничная стойка (на 1 плотный куб. м)	плот. м ³	0,266
Кора (на 1 складской куб. м)	м ³	0,42
Сучья, хвоя, щепа (на 1 складской куб. м)	м ³	0,05
Пни (на 1 складской куб. м)	м ³	0,12
Древесные обрезки, стружка, опилки	тонна	0,36
Древесные опилки (на 1 складской куб. м)	м ³	0,11
Уголь древесный	тонна	0,93
Камыш, солома, льняная костра, подсолнечная лузга, рисовая лузга (при условной влажности 10%)	тонна	0,5

Виды топлива и энергии	Единица измерения	Средний калорийный эквивалент для пересчета одной тонны (тысячи м ³) натурального топлива в условное
Кукурузный кочан (при условной влажности 30%)	тонна	0,33
Смола каменноугольная коксохимических заводов	тонна	1,3

Таблица 1. 3 – Рекомендуемые коэффициенты пересчета в энергетические единицы (ТДж/ед)

Наименование	Единицы измерения	Рекомендуемое значение
Сырая нефть, включая промысловый газоконденсат	тыс.тонн	41,91 (н)
Природный газоконденсат	тыс.тонн	44,20
Автомобильный бензин	тыс.тонн	43,67 (н)
Авиационный бензин	тыс.тонн	43,67 (н)
Бензин для реактивных двигателей	тыс.тонн	44,30
Авиационный керосин	тыс.тонн	43,08 (н)
Другие виды керосина	тыс.тонн	43,08 (н)
Сланцевое масло	тыс.тонн	38,10
Дизельное топливо	тыс.тонн	42,50 (н)
Мазут топочный,	тыс.тонн	40,15(н)
Мазут флотский	тыс.тонн	41,91
Топливо печное бытовое	тыс.тонн	42,50
Сжиженный нефтяной газ	тыс.тонн	46,01 (н)
Этан	тыс.тонн	46,40
Нафта (лигроин)	тыс.тонн	45,01
Битум	тыс.тонн	39,57 (н)
Смазочные материалы	тыс.тонн	40,20
Нефтяной кокс	тыс.тонн	31,65 (н)
Сырье нефтепереработки	тыс.тонн	43,00
Газ нефтеперерабатывающих заводов	тыс.тонн	43,96 (н)
Парафины	тыс.тонн	40,20
Уайт-спирит и промышленные растворители	тыс.тонн	40,20
Другое моторное топливо	тыс.тонн	43,08 (н)
Другие нефтепродукты	тыс.тонн	41,91 (н)
Антрацит ¹	тыс.тонн	26,70
Коксующийся уголь ¹	тыс.тонн	28,20
Каменный уголь (Другие виды битуминозного угля) ¹	тыс.тонн	22,51
Бурый уголь/Лигнит ¹	тыс.тонн	13,69
Горючий сланец и битуминозные пески	тыс.тонн	8,79 (н)
Брикетируемый бурый уголь	тыс.тонн	20,7
Каменноугольные брикеты	тыс.тонн	20,7
Печной (доменный) кокс	тыс.тонн	29,01 (н)
Газовый кокс	тыс. м ³	16,71 (н)
Каменноугольное масло	тыс.тонн	38,10 (н)
Газ газоперерабатывающих заводов (заводской газ)	тыс.тонн	38,70
Коксовый газ	тыс.тонн	38,70
Доменный газ	тыс. м ³	12,60 (н)
Газ кислородных сталеплавильных печей	тыс.тонн	7,06
Природный газ ²	тыс. м ³	33,82 (н)
Бытовые отходы (небиологические фракции)	тыс.тонн	10,00
Нефтяные отходы	тыс.тонн	40,20

Наименование	Единицы измерения	Рекомендуемое значение
Торф	тыс. тонн	9,96 (н)
Брикеты торфяные	тыс. тонн	17,58 (н)
Древесина/древесные отходы	плот. м ³	7,80 (н)
Щелок (черный щелок)	тыс. тонн	11,80
Другие виды первичной твердой биомассы	тыс. тонн	10,55 (н)
Древесный уголь	тыс. тонн	27,26 (н)
Биобензин	тыс. тонн	27,00
Био-дизтопливо	тыс. тонн	27,00
Другие виды жидкого биотоплива	тыс. тонн	27,40
Газ из органических отходов	тыс. тонн	50,40
Канализационный газ	тыс. тонн	50,40
Другие биогазы	тыс. тонн	50,40
Бытовые отходы (фракция биомассы)	тыс. тонн	11,60
Любое топливо, выраженное в условном топливе	тыс. т.у.т	29,3076

¹⁾ – теплотворная способность углей зависит от месторождения и может изменяться от года к году, поэтому рекомендуется рассчитывать коэффициент пересчета, используя данные таблицы 1.2. или использовать для каждого года коэффициент пересчета, рассчитываемый Росстатом и входящим в отчетность по форме 4-ТЭР.

(н) – указывает на национальные (российские) коэффициенты пересчета.

1.3.1.3 Источники данных о деятельности и согласованность временного ряда

Статистические данные по топливу, собранные территориальными органами Федеральной службы государственной статистики, как правило, являются наиболее подходящими и доступными данными о деятельности. Два вида топлива требуют особого внимания – топливо в виде биомассы и отходы.

Данные по биомассе в целом более неопределенные, чем другие данные статистики по энергетике. Значительная доля биомассы, используемой для производства энергии, может быть не охвачена официальной статистикой (дрова, сельскохозяйственные отходы, навоз и т.д.). Альтернативный метод для оценки данных о деятельности при использовании древесного топлива приведен в Руководящих принципах МГЭИК (Межправительственная, 2006). Выбросы CO₂ при сжигании биомассы не включаются в региональные итоговые данные, но фиксируются как информационный материал для перекрестной проверки, а также во избежание двойного учета. Следует иметь в виду, что торф не рассматривается в качестве биомассы, а учитывается в виде топливных ресурсов наряду с другими видами ископаемого топлива.

Сжигание отходов может происходить в установках, где тепло, выделяемое при сгорании, используется в качестве энергии (возможно прямое использование тепла или его преобразование в электрическую энергию). В таких случаях отходы должны рассматриваться в качестве топлива и выбросы должны быть отнесены к энергетическому сектору. Если отходы сжигаются без использования выделяющегося тепла в качестве энергии, выбросы должны быть отнесены к сектору Отходы. Методологии для обоих случаев приводятся в разделе «Отходы» настоящих Методических рекомендаций. Выбросы CO₂ в результате сжигания отходов биогенного происхождения в целях использования энергии не включаются в совокупный (суммарный) региональный выброс, но

фиксируются отдельно. Система сбора статистических данных предоставляет возможность получения длинных временных рядов, которые могут быть использованы для получения временного ряда выбросов парниковых газов в энергетическом секторе. Статистические методы изменяются со временем и пересчет данных не всегда возможен. При составлении временного ряда для выбросов от сжигания топлива, такие изменения в данных могут привести к несогласованности ряда. Рекомендации по устранению несогласованности приведены в общей части настоящих Методических рекомендаций.

1.3.2 Коэффициенты выбросов

1.3.2.1 Коэффициенты выбросов CO₂

Коэффициенты выбросов CO₂ при сжигании топлива относительно нечувствительны к технологии сжигания и в первую очередь зависят от содержания в топливе углерода.

- Содержание углерода существенно отличается для разных видов и подвидов топлива и зависит от состава газа, в котором кроме метана входят этан, пропан, бутан и более тяжелые углеводороды.
- Содержание углерода на единицу энергии обычно меньше для легких нефтепродуктов (например, бензина), чем тяжелых (например, топочный мазут).
- Выбросы углерода на тонну угля существенно различаются в зависимости от содержания в нем углерода, водорода, серы, золы, кислорода и азота.

В процессе сгорания топлива окисляется от 99 до 100 процентов углерода, небольшая его часть остается неокисленной. В расчетах по уровню 1 доля окисленного углерода принимается равной 1 при использовании рекомендуемых МГЭИК значений коэффициентов выбросов CO₂. В некоторых видах топлива количество неокислившихся фракций может быть достаточно значительным, и их следует учитывать при наличии репрезентативных, измеренных региональных или национальных значений. В таблице 1.4 приводятся данные о содержании углерода в топливе и рассчитанные на его основе коэффициенты выбросов диоксида углерода. Большинство коэффициентов соответствует приведенным в Руководящих принципах МГЭИК (Межправительственная, 2006). Они рассчитаны на основе доли углерода в молекулярном весе вещества. Часть коэффициентов выбросов являются национальными. Они были разработаны для Национального кадастра парниковых газов Российской Федерации с учетом состава топлив, применяемых в России. Эти коэффициенты выбросов являются значениями, рекомендуемыми к применению при разработке субъектами Российской Федерации кадастров выбросов парниковых газов, в случае отсутствия конкретных данных о составе и свойствах топлив в регионе. Заметим, что выбросы CO₂ при использовании топлива в виде биомассы не включаются в региональные итоговые показатели, однако фиксируются как справочная информация. Торф трактуется как ископаемое топливо, а не как биотопливо, и выбросы от его сжигания включаются в итоговые данные по региону. Коэффициенты выбросов других кроме CO₂ парниковых газов, образующихся при сжигании топлива, в

значительной степени зависят от используемой технологии. Поскольку технологии, применяемые в каждой отрасли, существенно различаются, то же самое происходит и с коэффициентами выбросов. Поэтому было бы нецелесообразно предоставлять коэффициенты выбросов только исходя из характеристик топлив. Рекомендуемые коэффициенты выбросов других газов кроме CO₂ для уровня 1 приводятся в последующих главах для каждой категории отдельно.

Таблица 1.4 – Рекомендуемые коэффициенты выбросов CO₂ для расчета выбросов от сжигания топлива

Наименование типа топливных ресурсов	Типичное содержание углерода (т С/ТДж)	Коэффициент выбросов CO ₂ (кгCO ₂ /ТДж)			Рекомендуемый коэффициент выбросов CO ₂ (т CO ₂ /т.у.т)
		Рекомендуемое значение	Диапазон изменения величины при доверительном интервале 95%		
			Нижний предел величины рекомендуемого значения	Верхний предел величины рекомендуемого значения	
ЖИДКИЕ ТОПЛИВНЫЕ РЕСУРСЫ					
Сырая нефть	20,0	73 300	71 100	75 500	2,15
Природный газоконденсат	17,5	64 200	58 300	70 400	1,88
Автомобильный бензин	18,9	69 300	67 500	73 000	2,03
Авиационный бензин	19,1	70 000	67 500	73 000	2,05
Бензин для реактивных двигателей	19,1	70 000	67 500	73 000	2,05
Авиационный керосин	19,5	71 500	69 700	74 400	2,10
Другие виды керосина	19,6	71 900	70 800	73 700	2,11
Сланцевое масло	20,0	73 300	67 800	79 200	2,15
Дизельное топливо	20,2	74 100	72 600	74 800	2,17
Мазут, топливо печное бытовое	21,1	77 400	75 500	78 800	2,27
Сжиженный нефтяной газ	17,2	63 100	61 600	65 600	1,85
Этан	16,8	61 600	56 500	68 600	1,81
Нафта (лигроин)	20,0	73 300	69 300	76 300	2,15
Битум	22,0	80 700	73 000	89 900	2,37
Смазочные материалы	20,0	73 300	71 900	75 200	2,15
Нефтяной кокс	26,6	97 500	82 900	115 000	2,86
Сырье нефтепереработки	20,0	73 300	68 900	76 600	2,15
Газ нефтеперерабатывающих заводов	15,7	57 600	48 200	69 000	1,69
Парафины	20,0	73 300	72 200	74 400	2,15
Уайт-спирит и промышленные растворители	20,0	73 300	72 200	74 400	2,15
Другие моторные топлива	20,0	71 900	72 200	74 400	2,11
Другие нефтепродукты	20,0	73 300	72 200	74 400	2,15
ТВЕРДЫЕ ТОПЛИВНЫЕ РЕСУРСЫ					
Антрацит ¹	26,8	98 300	94 600	101 000	2,88
Коксующийся уголь ¹	25,8	94 600	87 300	101 000	2,77
Каменный уголь (Другие виды битуминозного	25,8	94 600	89 500	99 700	2,77

Наименование типа топливных ресурсов	Типичное содержание углерода (т С/ТДж)	Коэффициент выбросов CO ₂ (кгCO ₂ /ТДж)			Рекомендуемый коэффициент выбросов CO ₂ (т CO ₂ /т.у.т)
		Рекомендуемое значение	Диапазон изменения величины при доверительном интервале 95%		
			C=A*B*44/12*1000	Нижний предел величины рекомендуемого значения	
угля) ¹					
Полубитуминозный уголь	26,2	96 100	92 800	100 000	2,82
Бурый уголь/Лигнит	27,6	101 000	90 900	115 000	2,96
Уголь месторождений:					
уголь донецкий	24.6	90200			2,64
уголь кузнецкий	25.1	91900			2,69
уголь карагандинский	25.7	94200			2,76
уголь подмосковный	25.9	95000			2,78
уголь воркутинский	25.3	92600			2,71
уголь интинский	25.4	93100			2,73
уголь челябинский	25.9	94900			2,78
уголь свердловский	25.7	94200			2,76
уголь башкирский	25.7	94200			2,76
уголь нерюнгринский	25.7	94200			2,76
уголь якутский	25.7	94200			2,76
уголь черемховский	25.6	94000			2,75
уголь азейский	25.6	93900			2,75
уголь читинский	27.0	98900			2,90
уголь гусиноозерский	25.9	94900			2,78
уголь хакасский	25.7	94400			2,77
уголь канско-ачинский	26.8	98100			2,88
уголь тувинский	25.7	94200			2,76
уголь тунгусский	25.7	94200			2,76
уголь магаданский	25.4	93100			2,73
уголь арктический (шпицбергенский)	25.7	94200			2,76
уголь норильский	25.7	94200			2,76
уголь огоджинский	25.7	94200			2,76
уголь камчатский	25.4	93100			2,73
уголь Приморья	25.4	93100			2,73
уголь экибастузский	25.8	94600			2,77
уголь алтайский	25.7	94200			2,76
уголь тугнуйский	25.7	94200			2,76
уголь прочих месторож-дений	25.7	94200			2,76
уголь импортный	25.7	94200			2,76
Горючий сланец и би-туминозные пески	29,1	107 000	90 200	125 000	3,14
Брикетированный бурый уголь	26,6	97 500	87 300	109 000	2,86
Каменноугольные бри-кеты	26,6	97 500	87 300	109 000	2,86

Наименование типа топливных ресурсов	Типичное содержание углерода (т С/ТДж)	Коэффициент выбросов CO ₂ (кгCO ₂ /ТДж)			Рекомендуемый коэффициент выбросов CO ₂ (т CO ₂ /т.у.т)
		Рекомендуемое значение	Диапазон изменения величины при доверительном интервале 95%		
			C=A*B*44/12*1000	Нижний предел величины рекомендуемого значения	
Печной (доменный) кокс	29,2	107 000	95 700	119 000	3,14
Газовый кокс	29,2	107 000	95 700	119 000	3,14
Каменноугольное масло	22,0	80 700	68 200	95 300	2,37
Газ газоперерабатывающих заводов (заводской газ)	12,1	44 400	37 300	54 100	1,30
Коксовый газ	12,1	44 400	37 300	54 100	1,30
Доменный газ	70,8	260 000	219 000	308 000	7,62
Газ кислородных сталеплавильных печей	49,6	182 000	145 000	202 000	5,33
ГАЗОВЫЕ ТОПЛИВНЫЕ РЕСУРСЫ					
Природный газ ²	14,8	54 400	54 300	58 300	1,59
ДРУГИЕ ВИДЫ ИСКОПАЕМЫХ ТОПЛИВНЫХ РЕСУРСОВ					
Бытовые отходы (небиологические фракции)	25,0	91 700	73 300	121 000	2,69
Промышленные отходы	39,0	143 000	110 000	183 000	4,19
Нефтяные отходы	20,0	73 300	72 200	74 400	2,15
ТОРФ					
Торф	28,9	106 000	100 000	108 000	3,11
Брикеты и полубрикеты торфяные	28,9	106 000	100 000	108 000	3,11
БИОМАССА					
Древесина/древесные отходы	30,5	112 000	95 000	132 000	3,28
Щелок (черный щелок)	26,0	95 300	80 700	110 000	2,79
Другие виды первичной твердой биомассы	27,3	100 000	84 700	117 000	2,93
Древесный уголь	30,5	112 000	95 000	132 000	3,28
Биобензин	19,3	70 800	59 800	84 300	2,07
Био-дизтопливо	19,3	70 800	59 800	84 300	2,07
Другие виды жидкого биотоплива	21,7	79 600	67 100	95 300	2,33
Газ из органических отходов	14,9	54 600	46 200	66 000	1,60
Канализационный газ	14,9	54 600	46 200	66 000	1,60
Другие биогазы	14,9	54 600	46 200	66 000	1,60
Бытовые отходы (фракция биомассы)	27,3	100 000	84 700	117 000	2,93

Содержание углерода в углях может изменяться в результате изменения доли добычи углей различными угольными бассейнами. Более подробное описание методики оценки среднего содержания углерода в углях приведено в главе 2 тома 2.

Для природного газа приведено национальное значение содержания углерода в товарном природном газе (Российская, 2014).

1.4 НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЬ ОЦЕНОК ВЫБРОСОВ

Общий метод оценки неопределенности выбросов приводится в общей части настоящих Методических рекомендаций. Для анализа неопределенности требуются значения данных о деятельности и коэффициентов выбросов. В настоящем разделе приведены рекомендуемые диапазоны неопределенности при доверительном интервале 95%, которые должны использоваться в случае отсутствия другой информации. Все рекомендуемые значения округлены до трех значащих цифр.

1.4.1 Неопределенности данных о деятельности и коэффициентов выбросов

Данные о деятельности, необходимые для оценки выбросов в энергетическом секторе, в основном получают из региональной и федеральной энергетической статистики, и энергетического баланса. Такие данные достаточно точны. Информация о неопределенности для сжигания топлива или для энергетических балансов может быть получена в региональных или федеральных уполномоченных организациях. Если сведения отсутствуют, то рекомендуемый диапазон неопределенности для сжигания ископаемого топлива устанавливается в пределах $\pm 5\%$.

«Статистическая разница» часто приводимая в данных по энергетическому балансу, также может быть использована применительно к неопределенности в данных. «Статистическая разница» рассчитывается как разница между данными о поставках топлива и данными о потреблении топлива. Межгодовые вариации этих значений отражают обобщенную неопределенность во всех основных данных по топливу, включая их внутренние взаимосвязи. Следовательно, колебания «статистической разницы» являются свидетельством комбинированной неопределенности данных по поставкам и потребностям для конкретного топлива. Помня о том, что неопределенности выражены в процентах, неопределенности в данных о сжигании топлива для конкретных категорий или видов деятельности, как правило, выше, чем неопределенность, взятая на основе «статистической разницы». Рекомендуемый диапазон неопределенности основан на этом соображении.

Поскольку данные по биомассе в качестве топлива не настолько достоверны, как данные по ископаемому топливу, диапазон неопределенности для топлива из биомассы будет существенно выше. В этом случае рекомендуется использовать значение $\pm 50\%$.

Коэффициенты выбросов, приведенные для сектора «Энергетика», основаны на статистическом анализе имеющихся данных о характеристиках топлива. Диапазоны неопределенности, приведенные в таблице 1.4, рассчитаны с использованием анализа Монте-Карло для функции логнормального распределения вероятностей, использованного с целью получения нижних и верхних пределов 95% доверительных интервалов.

1.5 ОБЕСПЕЧЕНИЕ И КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА И ПОЛНОТА

1.5.1 Базовый (балансовый) подход

Так как выбросы диоксида углерода в результате сжигания топливно-энергетических ресурсов являются доминирующими в структуре выбросов боль-

шинства субъектов Российской Федерации, для них целесообразно использовать независимые методы проверки, обеспечивающие относительно быстрые и легкие оценки выбросов. Базовый подход, изложенный в главе 6 данного тома, основан на предположении, что весь углерод, содержащийся в топливных ресурсах, потребляемых внутри региона, либо выбрасывается в атмосферу в виде парникового газа, либо временно консервируется (например, для увеличения запасов горючего в виде неутилизированных продуктов) и не поступает в атмосферу. Базовый подход предлагает методологию первого уровня для оценки региональных выбросов парниковых газов на основе потребляемых топливно-энергетических ресурсов, даже при весьма ограниченных ресурсах и исходных данных. Таким образом, базовый подход является подходом «сверху-вниз», и он сравнительно независим от подхода «снизу-вверх», описанного в этой главе для методов уровней 1, 2 и 3. Базовый подход можно рассматривать как способ перекрестной проверки, являющейся частью необходимых мер по обеспечению и контролю качества для энергетического сектора. В исключительных случаях, если располагаемые разработчиками кадастра ресурсы и объем доступных данных не позволяют реализовать секторный подход, базовый подход может быть использован для предварительных оценок выбросов парниковых газов от сжигания топлива.

Для реализации базового подхода требуются статистические данные о производстве, ввозе и вывозе топливно-энергетических ресурсов и об изменениях запаса топливных ресурсов в регионе за отчетный год. Кроме того, необходимо ограниченное количество данных о потреблении топливно-энергетических ресурсов для неэнергетических целей. Для того, чтобы рассчитать количество углерода, высвобождающегося в атмосферу, нет необходимости знать точно, каким именно образом было использовано топливо или какие промежуточные преобразования оно претерпело.

1.5.2 Потенциальный двойной учет между секторами

1.5.2.1 Неэнергетическое использование топливных ресурсов

Ископаемые углеводороды используются не только в качестве источников энергии, но и, например, в качестве сырья, смазочных материалов, растворителей и т.д. Поэтому секторный подход (уровень 1, 2 и 3) основывается на статистике сжигания топливных ресурсов с целью получения энергии. Использование статистических данных по сжиганию топливных ресурсов, а не данных по их поставкам, позволяет избежать двойного учета при оценке выбросов. Если данные о деятельности не являются данными о количестве сжигаемых топливных ресурсов, а напротив – являются данными по поставкам предприятиям или основным подкатегориям источников, существует риск двойного учета выбросов в секторе «Промышленные процессы» или «Отходы».

При некоторых видах неэнергетического использования ископаемых углеводородов могут происходить выбросы углерода. Они должны быть включены в сектор «Промышленные процессы». Методы оценки таких выбросов приведены в разделе «Промышленные процессы и использование продукции».

1.5.3 Отходы как топливо

Некоторые установки для сжигания отходов также производят тепло или электроэнергию. В таких случаях поток отходов должен отражаться в региональной статистике по энергетике, а *эффективная практика* заключается в учете таких выбросов в энергетическом секторе. Если для оценки выбросов в секторе отходов используется общий объем отходов, то это может привести к двойному учету. В общий (совокупный) региональный выброс включается только фракция CO₂ полученная из отходов ископаемого топлива (см. также раздел 1.4.1.3 настоящего тома). CO₂, образующийся из углерода биогенного происхождения, в совокупный региональный выброс не включается. Более подробная информация приведена в разделе «Отходы» настоящих Методических рекомендаций.

1.5.4 Мобильное и стационарное сжигание топлива

Для большинства источников совершенно очевидно различие между сжиганием топлива мобильными и стационарными источниками. Тем не менее, в энергетической статистике не всегда можно разделить топливные ресурсы, сжигаемые на мобильных и стационарных источниках. В некоторых отраслях может случиться и так, что топливо используется как для стационарного, так и для мобильного оборудования. Это происходит, например, в сельском хозяйстве, лесном хозяйстве и строительной промышленности. В таких случаях, когда провести границу между мобильным и стационарным сжиганием не представляется возможным, выбросы могут быть причислены к категории источников, дающих большую часть выбросов.

1.5.5 Межрегиональные взаимодействия

Транспортные средства, при перемещении через границы регионов, могут перевозить часть топлива, проданного в одном регионе, для использования в другом регионе. Для оценки этих выбросов должен превалировать принцип расчета по проданному топливу, так как:

1. данные о топливе, перемещаемом в топливных баках транспортных средств, вряд ли известны, и, очевидно, гораздо менее точны, чем данные о продажах топлива;
2. Важно, чтобы выбросы от проданного топлива фиксировались в кадастре только одного региона;
3. В большинстве случаев, чистый эффект трансграничного трафика будет невелик, поскольку большинство автомобилей в конце концов возвращаются в свой регион с топливом в баках.

Другие рекомендации по этому вопросу содержатся в последующих главах данного тома и в главе 8 тома 1.

ГЛАВА 2 СЖИГАНИЕ ТОПЛИВА СТАЦИОНАРНЫМИ ИСТОЧНИКАМИ

В главе описываются методы и данные, необходимые для оценки выбросов, связанных со сжиганием стационарными источниками, и категории, к которым эти выбросы следует относить. Для разработки кадастра выбросов субъектами Российской Федерации приоритетным является использование подхода 1 уровня, основанного на сжигании топлива по данным энергетической статистики и коэффициентах выбросов, приведенных в данной методике. Для ключевых категорий источников и, если возможно, для других категорий рекомендуется использование более точных методов расчета:

1. Уровень 2 (предполагает разработку региональных коэффициентов выбросов и введение региональных характеристик топлив);
2. Уровень 3 (предполагает расчет по отдельным предприятиям, с учетом технологии сжигания и данных о выбросах на уровне отдельных производственных процессов).

В этой главе приведены рекомендуемые для уровня 1 коэффициенты выбросов для всех категорий источников и видов топлива. Глава согласуется с методологическими подходами и данными соответствующих глав Руководящих принципов МГЭИК и Национального доклада о кадастре парниковых газов (Межправительственная, 2006; Российская, 2014).

2.1 ОПИСАНИЕ ИСТОЧНИКОВ

В рамках секторного подхода, выбросы от сжигания топливных ресурсов стационарными источниками устанавливаются по ряду видов социально-экономической деятельности, определенных в пределах сектора МГЭИК 1А, «Деятельность, связанная со сжиганием топливно-энергетических ресурсов» (таблица 2.1). Различия проводятся между стационарным сжиганием в энергетических отраслях (1.А.1), промышленности и строительстве (1.А.2) и в прочих видах деятельности (1.А.4). Хотя эти отдельные подсекторы и могут охватить практически все виды стационарного сжигания, добавлена еще одна категория (1.А.5) для прочих выбросов, которые не были учтены ни в одной из других подкатегорий. В таблице 2.1 также указаны категории мобильных источников, действующих в рамках подкатегорий 1.А.4 и 1.А.5. Методы для расчета выбросов от этих источников рассматриваются в главе 3, а сами выбросы учитываются в соответствующей подкатегории 1А – стационарное сжигание топлива.

Выбросы от производителей тепла и энергии для собственных нужд (государственных или частных предприятий, вырабатывающих электрическую энергию и (или) тепло полностью или частично для собственного пользования, в качестве вида деятельности, направленного на поддержку своей основной деятельности) следует относить к той категории источников выбросов, к которой относится основной вид продукции, производимый на предприятии. Учитывая сложность производственных процессов, не всегда существует четкое разделение между сжиганием топливных ресурсов для производства тепла и энергии для собственных нужд и потреблением топлива для основной

производственной деятельности. Поэтому наиболее важным является полный и непротиворечивый учет топливных ресурсов, сжигаемых на всех установках предприятия, в наиболее подходящих для этого категориях источников.

Таблица 2.1 – Детальная разбивка сектора по стационарному сжиганию¹

Код категории по Руководящим принципам МГЭИК (Межправительственная, 2006) и ее название			Содержание
1. ЭНЕРГЕТИКА			Все выбросы парниковых газов, возникающие при сжигании, и фугитивные выбросы. Выбросы от неэнергетического использования топливных ресурсов сюда не включаются, но учитываются в секторе «Промышленные процессы»
1.А Деятельность, связанная со сжиганием топлива			Выбросы в результате преднамеренного окисления материалов в оборудовании, предназначенном для производства тепла, энергии или механической работы для того или иного процесса или для использования за пределами такого оборудования.
1.А.1	a	Энергетические отрасли	Выбросы от сжигания топливных ресурсов при добыче топлива или в отраслях электро- и тепло- энергетики.
1.А.1		Основные производители тепла и электроэнергии	Выбросы при сжигании топливных ресурсов предприятиями тепло и электроэнергетики, для которых основным видом деятельности является производство тепла и электроэнергии для централизованного снабжения населения. Включаются выбросы при производстве электроэнергии и тепла, комбинированном производстве тепла и электроэнергии и при производстве тепла тепловыми станциями. Предприятия производители могут находиться в частной или государственной собственности. Следует включить также выбросы от производства топлива для собственного потребления. Выбросы от самостоятельных производителей (предприятий, которые вырабатывают электрическую энергию/тепло полностью или частично для собственного пользования, в качестве вида деятельности, направленного на поддержку своей основной деятельности), следует относить к сектору, в котором указанная продукция была произведена, а не к категории 1.А.1.а. Самостоятельные производители могут находиться в частной или общественной собственности.
1.А.1		i Производство электроэнергии	Выбросы от сжигания топливных ресурсов, используемых для производства электричества, предприятиями, для которых это является основным видом деятельности, кроме комбинированных предприятий по производству тепла и электричества
1.А.1		ii Комбинированное производство электроэнергии и тепла	Выбросы от сжигания топливных ресурсов при производстве тепла и электроэнергии предприятиями, комбинированного типа, для которых основным видом деятельности является производство тепла и электроэнергии для продажи населению
		iii Тепловые станции	Выбросы при сжигании топливных ресурсов производителями тепла для продажи по тепловым трассам, для которых это является основным видом деятельности.
1.А.1	b	Производство нефтепродуктов	Вся деятельность, связанная со сжиганием топливных ресурсов при переработке нефти и производстве нефтепродуктов, в том числе сжигание на месте в целях выработки электроэнергии и тепла для собственных нужд. Не включает фугитивные выбросы на нефтеперерабатывающих предприятиях. Эти выбросы должны учитываться отдельно в 1В.2.а.

¹ Соответствие категорий источников международной классификации промышленных стандартов всех видов экономической деятельности (ISIC Rev.3.1) приведено в таблице 2.1. Руководящих принципов МГЭИК (Межправительственная, 2006).

Код категории по Руководящим принципам МГЭИК (Межправительственная, 2006) и ее название			Содержание
1.A.1	c	Производство твердых топлив и другие отрасли энергетики	Выбросы от сжигания топлива при производстве вторичных и третичных продуктов из твердых видов топлива, включая производство древесного угля. Следует включить также выбросы от производства топлива для собственного потребления. Также включает сжигание при производстве электричества и тепла для собственных нужд в указанных отраслях.
1.A.1		i Производство твердого топлива	Выбросы, возникающие от сжигания топливных ресурсов при производстве кокса, брикетированного бурого угля и каменноугольных брикетов.
1.A.1		ii Другие энергетические отрасли	Включает выбросы от сжигания топлива в энергетических целях при добыче угля, нефти и газа, для отбора природного газа, его обработки и обогащения. Выбросы от сжигания топливных ресурсов при производстве тепла и электричества предприятиями энергетической отрасли для собственного потребления, для которых невозможно выделить данные о деятельности, распределенные по отдельным подкатегориям, либо не попадающие ни в одну из перечисленных выше категории (например, собственное энергопотребление для производства древесного угля, древесных опилок, хлопковых стеблей и карбонизации биотоплива). Эта категория также включает выбросы от сжигания, предваряющего процесс улавливания и хранения CO ₂ . Выбросы от сжигания в трубопроводном транспорте должны фиксироваться в 1.A.3.e
1.A.2	Промышленное производство и строительство		Выбросы от сжигания топлива в отраслях промышленности. Также включает выбросы от сжигания топливных ресурсов при производстве электричества и тепла для собственного использования на промышленных предприятиях и в строительстве. Выбросы от сжигания топлива в коксовых печах на сталелитейных и металлургических предприятиях должны учитываться в категории 1.A.1. Выбросы отраслей производства распределены по подкатегориям в соответствии с Руководящими принципами МГЭИК (Межправительственная, 2006). Энергия, используемая в отрасли для транспортных нужд должна учитываться не здесь, а в категории «Транспорт» (1.A.3). Выбросы от использования в отрасли внедорожного транспорта должны, по возможности, обозначаться как отдельная подкатегория.
1.A.2	a	Производство чугуна, стали и готовых металлических изделий	
1.A.2	b	Цветная металлургия	
1.A.2	c	Химическое производство	
1.A.2	d	Целлюлозно-бумажное производство, издательство и полиграфическая деятельность	
1.A.2	e	Производство пищевых продуктов, включая напитки, и табака	
1.A.2	f	Производство прочей неметаллической продукции (стекло, керамика, цемент и т.д.)	
1.A.2	g	Производство транспортных средств и оборудования	
1.A.2	h	Производство машин и оборудования	
1.A.2	i	Горнодобывающая (кроме топлива) промышленность	
1.A.2	j	Обработка древесины и производство изделий из дерева	
1.A.2	k	Строительство	
1.A.2	l	Текстильное и швейное производство	
1.A.2	m	Другие отрасли промышленного производства	Любые отрасли промышленности/строительства, не включенные в вышеперечисленные категории или для которых отсутствуют индивидуальные данные о деятельности.

Код категории по Руководящим принципам МГЭИК (Межправительственная, 2006) и ее название			Содержание	
1.A.4	Другие секторы		Выбросы от сжигания, включая сжигание при производстве электричества и тепла для собственного использования в указанных отраслях.	
1.A.4	a	Коммерческий сектор и общественные здания	Выбросы от сжигания топлива в коммерческих и общественных зданиях.	
1.A.4	b	Жилой сектор	Все выбросы от сжигания топлива в жилом секторе.	
1.A.4	c	Сельское/Лесное/Рыбное хозяйство/Рыбоводство	Выбросы от сжигания топлива в сельском хозяйстве, лесном хозяйстве, рыбном хозяйстве и рыбоводстве, например, на рыбных фермах. Деятельность, включенная в Группы ISIC 01, 02 и 05. Сельскохозяйственный автотранспорт исключается.	
1.A.4	c	i	Стационарные источники	Выбросы от сжигания топлива в насосах, при сушке зерна, садоводческие парниковые газы и прочие сельские виды деятельности, сжигание в лесном хозяйстве или стационарное сжигание в рыбной промышленности.
1.A.4	c	ii	Внедорожные транспортные средства и другие машины	Выбросы от сжигания топлива в тяговом транспорте в сельском и лесном хозяйстве.
1.A.4	c	iii	Рыболовство (мобильное сжигание)	Выбросы от сжигания топлива при внутренней, прибрежной и глубоководной рыбной ловле. Рыбная ловля охватывает суда под всеми флагами, пополняющими топливные ресурсы в данной стране (включая международную рыбную ловлю).
1.A.5	Другое сжигание топлива (не учтенное в других категориях)		Все оставшиеся виды сжигания топлива, не учтенные более нигде.	
1.A.5	a	Стационарные источники	Все оставшиеся виды выбросов при сжигании топлива в стационарных источниках, не учтенные более нигде.	
1.A.5	b	Мобильные источники	Выбросы транспортных средств и прочих механизмов, включая морской и воздушный транспорт (не включенный в категорию 1 A 4 с ii или куда-либо еще).	

2.2 МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

2.2.1 Выбор метода

Подход уровня 1 включает шаги, необходимые для простейших методов расчета или методов, требующих минимума данных для минимально точных оценок выбросов. Оценки выбросов по подходам уровней 2 и 3 требуют более подробных данных и ресурсов (времени, экспертных оценок и данных по региону). При правильном применении, более высокие уровни являются более точными. Как правило, выбросы парниковых газов, связанные со стационарными источниками сжигания топливных ресурсов, рассчитываются посредством умножения данных о сжигании топлива на соответствующий коэффициент выброса. В рамках секторного подхода потребление топлива оценивается по статистическим данным об использовании топлива, выраженным в тераджоулях. Исходные данные о потреблении топлива представляются в российской статистике в физических единицах (тыс. т., млн. м³ и др.) или в унифицированных энергетических единицах – тоннах условного топлива (т.у.т.). Методика перевода исходных данных, выраженных в физических единицах, в тераджоули приведена в разделе 1.4.1.2. Главы «Введение» данного тома. Различные уровни могут использоваться для различных ви-

дов топлива и газов, с соблюдением требований анализа для *ключевой категории* и исключением двойного учета.

2.2.1.1 Подход уровня 1

Для кадастра выбросов парниковых газов субъекта Российской Федерации основным методом расчета является уровень 1. При реализации этого метода, выбросы из всех источников горения могут быть рассчитаны на основе количества сжигаемого топлива (обычно известного из региональной энергетической статистики) и средних коэффициентов выбросов.

Качество коэффициентов выбросов отличается от газа к газу. Для CO_2 они зависят от углеродной составляющей топлива. Условия горения (эффективность сжигания, превращение углерода в шлак и золу и т.д.) имеют сравнительно небольшое значение. Поэтому выбросы CO_2 могут быть оценены достаточно точно, исходя из общего объема сжигаемого топлива и усредненного содержания углерода в нем. Коэффициенты выбросов для метана и оксида диазота зависят от технологии сжигания и условий функционирования и существенно различаются, как между отдельными установками для сжигания, так и от года к году. Из-за этой изменчивости, использование усредненных коэффициентов выбросов по этим газам дает довольно значительную неопределенность.

Для применения уровня 1 для каждой категории источника и вида топлива нужны данные о количестве сожженного топлива и величины рекомендуемых коэффициентов выбросов. Рекомендуемые коэффициенты выбросов приведены в разделе 2.3.2.1 Расчет выбросов выполняется по формуле 2.1. Расчет совокупного количества выбросов парниковых газов производится их суммированием по категориям источников, видам газов и типам топлива (формула 2.2):

Формула 2.1 – Выбросы парниковых газов при стационарном сжигании топлива

$$E_{\text{ПГ, топливо}} = AD_{\text{топлива}} \cdot EF_{\text{ПГ, топливо}}$$

Формула 2.2 – Общее количество выбросов по виду парникового газа

$$\text{Выбросы}_{\text{ПГ}} = \sum E_{\text{ПГ, топливо}}$$

где:

Выбросы_{ПГ} – совокупный выброс парниковых газов (Гг);

E_{ПГ, топливо} – выбросы парникового газа (CO_2 , CH_4 , N_2O) от конкретного типа топлива (Гг);

AD_{топливо} – количество сожженного топлива (ТДж);

EF_{ПГ, топливо} – коэффициент выбросов парникового газа (CO_2 , CH_4 , N_2O) в зависимости от использованного типа топлива (Гг газ/ТДж).

Для CO_2 он включает коэффициент окисления углерода, принятый равным 1.

При первичном составлении кадастра рекомендуется использовать подход Уровня 1 в отношении выбросов CO_2 , CH_4 и N_2O по отдельности и выполнить анализ ключевых категорий источников. В дальнейшем, *эффективная практика* заключается в применении методов уровня 2 и 3 для оценки выбросов от ключевых категорий источников.

2.2.1.2 Метод уровня 2

Метод уровня 2 может применяться при использовании в регионе топливно-энергетических ресурсов или технологий сжигания, отличных по своим характеристикам от средних российских условий. В методе уровня 2 оценка выбросов от сжигания основывается на статистике по сжиганию топливно-энергетических ресурсов, аналогичной используемой при подходе уровня 1, но вместо рекомендуемых значений используются региональные коэффициенты выбросов. Поскольку региональные коэффициенты выбросов могут различаться в зависимости от вида топливно-энергетических ресурсов и технологии сжигания, данные о деятельности должны быть более детализированы, чтобы правильно отражать такие разукрупненные источники. Применение подхода уровня 2 требует данных о количестве топлива, сожженного в каждой категории источников и соответствующего им коэффициента выбросов парниковых газов.

В рамках уровня 2 рекомендуемые коэффициенты выбросов уровня 1 из уравнения 2.1. заменяют на региональные, которые могут быть рассчитаны на основе характерных для региона данных (например, содержания углерода в используемом топливе), качестве топлива и, особенно для других парниковых газов кроме CO₂, применяемых технологий. Коэффициенты выбросов могут изменяться от года к году. Для твердых видов топлив они должны учитывать количество углерода в золе, которое также может меняться со временем. *Эффективная практика* заключается в сравнении региональных коэффициентов выбросов с рекомендуемыми коэффициентами. Если региональные коэффициенты выбросов выходят за пределы 95% доверительных интервалов, принятых для рекомендуемых значений, то необходимо объяснить установленные различия. Если региональные коэффициенты выбросов получены на основании подробных данных о содержании углерода в различных партиях потребляемого топлива или использована более подробная информация о применяемых в регионе технологиях сжигания, неопределенности оценок значительно уменьшаются, а временные тенденции могут быть оценены более качественно.

2.2.1.3 Метод уровня 3

По существу, выбросы парниковых газов в результате сжигания топлива зависят от используемого вида топлива, технологии сжигания, эксплуатационных условий, технологии контроля, качества техобслуживания и возраста используемого оборудования. В рамках метода Уровня 3 производится расчет выбросов по каждой технологической группе или каждому предприятию отдельно. При применении Уровня 3 необходимо осуществлять контроль полноты учета источников для каждой категории выбросов. Для этого рекомендуется проводить проверку баланса массы топлива, сжигаемого на предприятиях данной категории (исходные данные для расчета по Уровню 1), и сумм масс топлив, сжигаемых на каждом из учтенных предприятий. При невязке баланса, выбросы от неучтенного сжигания топлива следует учитывать по методу Уровня 1 с использованием рекомендуемых коэффициентов. В использовании подхода уровня 3 для оценки выбросов CO₂ часто нет необходимости, так как выбросы CO₂ не зависят от технологии

сжигания. Однако могут быть доступны конкретные для предприятий данные мониторинга выбросов CO_2 . Особая осторожность необходима в тех случаях, когда используется непрерывный мониторинг выбросов некоторых предприятий, но для всей категории отчетности данные такого мониторинга отсутствуют. Непрерывный мониторинг выбросов требует мероприятий по обеспечению и контролю качества. Сюда входит сертификация системы мониторинга, повторная сертификация после каких-либо изменений в ней, и обеспечение непрерывной работы. Для измерений CO_2 данные систем непрерывного мониторинга выбросов могут сравниваться с оценками выбросов, основанными на потоках топлива.

2.2.2 Выбор коэффициентов выбросов

2.2.2.1 Уровень 1

Коэффициенты выбросов CO_2 отражают полное содержание углерода в топливе за исключением неокисленного углерода, переходящего в золу, в сажу или твердые частицы. Поскольку доля неокисленного углерода, как правило, невелика, рекомендуемые коэффициенты выбросов Уровня 1 для жидких и газообразных топлив предполагают полное окисление углерода, содержащегося в топливе (коэффициент окисления углерода равен 1). Для некоторых твердых видов топлива (в частности, угля), доля неокисленного углерода не обязательно ничтожна, поэтому в предлагаемых коэффициентах выбросов исключена средняя доля неокисленного углерода, характерная для условий и технологий сжигания, применяемых в России. *Эффективная практика* заключается в использовании, по возможности, значений по конкретному региону, основанных на измерениях или других документированных данных. Коэффициенты выбросов для CO_2 приводятся в кг $\text{CO}_2/\text{ГДж}$ на основе чистых тепловых значений и отражают содержание углерода в топливе при предположительном коэффициенте окисления равном 1.

Коэффициенты выбросов для CH_4 и N_2O для категорий источников отличаются из-за различий в технологиях сжигания. Рекомендуемые коэффициенты выбросов для условий сжигания топлива стационарными источниками приведены в таблицах с 2.2 по 2.5. Они основаны на предположении об эффективном сжигании при высокой температуре. Они применимы для неизменных и оптимальных условий и не принимают во внимание влияние запусков, отключений или сжигания при частичной загрузке. Коэффициенты выбросов CO_2 аналогичны приведенным в таблице 1.3. Коэффициенты выбросов для CH_4 и N_2O основаны на Руководящих принципах МГЭИК (Межправительственная, 2006). Коэффициенты выбросов CH_4 и N_2O , связанных со сжиганием топлива внедорожными транспортными средствами, приведены в разделе 3.3.

Угли разных марок и видов отличаются друг от друга по характеристикам и особенностям добычи. При этом содержание углерода в углях различается, в том числе, и от места добычи. В российской статистике исходные данные о потреблении угля по видам деятельности доступны только в целом для каменных углей и для бурого угля, либо с разделением углей по бассейнам и месторождениям. Поэтому рекомендуется применять единый национальный коэффициент выбросов CO_2 при сжигании каменных углей

(включая антрацит и коксующийся уголь). Временной ряд коэффициента выброса CO_2 при сжигании каменного угля, приведенный в Таблице 2.6, рассчитан на основе средневзвешенного содержания углерода в угле. Расчеты выполнены с использованием данных Росстата о потреблении в экономике России в качестве котельно-печного топлива углей различных бассейнов и месторождений, представленных в статистической отчетности (форма 4-ТЭР). Методика, применяемая для расчета национального коэффициента выброса CO_2 при сжигании угля, аналогична методике расчета значений региональных коэффициентов, представленной в разделе 2.3.2.2 главы.

При наличии исходных данных о сжигании антрацита или коксующегося угля по видам деятельности следует выделять их в отдельные категории топлива, в соответствии с таблицей 1.1. и применять к ним коэффициенты выбросов, приведенные в таблицах 2.2 – 2.5. При этом к категории «каменный уголь» следует применять национальный коэффициент выбросов CO_2 из таблицы 2.6.

Важно четко документировать и пояснять используемые для расчетов исходные данные и коэффициенты выбросов. Важно также следить, чтобы не было двойного счета или недоучета выбросов. Если данные об использовании коксующегося угля или антрацитов приведены отдельно, то они не должны быть включены в категорию «каменные угли» и наоборот, если данные об использовании коксующегося угля или антрацитов не выделены в отдельные категории, важно убедиться в том, что их потребление включено в категорию «каменные угли». Порядок использования данных должен быть прозрачно описан в докладе о кадастре субъекта Российской Федерации.

2.2.2.2 Региональные коэффициенты выбросов для уровня 2

Эффективная практика заключается в использовании наиболее детализированных коэффициентов выбросов для конкретного региона и конкретной технологии, особенно тех, которые получены благодаря прямым измерениям на различных источниках стационарного сжигания. Региональные коэффициенты выбросов могут быть разработаны в рамках действующих федеральных и региональных программ контроля качества воздуха, а также при проведении специальных региональных исследований.

В общем разделе настоящих Методических рекомендаций содержатся общие принципы сбора и обработки информации о разных источниках. Если для получения коэффициентов выбросов используются измерения, *эффективная практика* заключается в проверке данных части источников, представляющих среднее состояние по региону, включая виды и смеси топлива, тип и размер устройств сжигания, условия сжигания, нагрузку, вид технологий контроля и уровень техобслуживания.

Угли разных марок и видов отличаются друг от друга по особенностям добычи, содержанию углерода и другим характеристикам. Рекомендуется рассчитывать региональный коэффициент выбросов CO₂ при сжигании каменного угля (включая антрацит и коксующийся уголь) как в целом для угля, потребляемого в регионе, так и для отдельных видов деятельности. Коэффициент эмиссии CO₂ рассчитывается на основе средневзвешенного содержания углерода в угле с использованием данных Росстата (форма статистической отчетности 4-ТЭР) о потреблении углей, различных бассейнов и месторождений в качестве котельно-печного топлива по формуле 2.3.

Формула 2.3 – Общее количество выбросов по виду парникового газа

$$EF_{CO_2} = \frac{\sum (AD_{\text{месторожд.}} \cdot CF_{\text{месторожд.}} \cdot EF_{\text{месторожд.}})}{\sum (AD_{\text{месторожд.}} \cdot CF_{\text{месторожд.}})} \cdot 10^6 / 29.3076$$

где:

EF_{CO_2} – средневзвешенное значение коэффициента выброса CO₂ при сжигании угля в регионе или отдельной категории источников, кг CO₂/ТДж;

$AD_{\text{месторожд.}}$ – потребление угля в регионе или отдельной категорией источников в качестве котельно-печного топлива, разделенное по месторождениям т;

$CF_{\text{месторожд.}}$ – средний калорийный эквивалент для пересчета одной натуральной тонны угля в условное топливо из таблицы 1.2 (т.у.т./т) – Таблица 1.2;

$EF_{CO_2 \text{ месторождение}}$ – коэффициенты выбросов CO₂ в углях различных угледобывающих бассейнов (тCO₂/т.у.т) Таблица 1.4;

10⁶ – переводный множитель т CO₂/т.у.т. на кг CO₂/тыс. т.у.т.;

29,3076 – переводный множитель тыс. т.у.т в ТДж.

2.2.2.3 Коэффициенты выбросов для уровня 3

Для Уровня 3 требуются коэффициенты выбросов, для расчета которых используются специализированные модели выбросов или измерения на отдельных предприятиях. При правильном применении эти модели и измерения должны обеспечивать более точные оценки, особенно для других парниковых газов, кроме CO₂. Описание порядка получения таких коэффициентов приводится в Руководящих принципах МГЭИК (Межправительственная, 2006).

В Руководящих принципах МГЭИК справочно представлены коэффициенты выбросов CH₄ и N₂O для типичных технологий и видов топлива (Межправительственная,

Методические рекомендации по проведению добровольной инвентаризации объема выбросов парниковых газов 2006). В таблицах Руководящих принципов МГЭИК даны коэффициенты для каждой технологии, но они не учитывают системы контроля и снижения выбросов, которые могут использоваться на предприятиях. В регионах, где используются технологии контроля и (или) снижения выбросов парниковых газов, величины таких коэффициентов необходимо корректировать с учетом применяемых технологий.

Таблица 2.2 – Рекомендуемые коэффициенты выбросов для сжигания топлива стационарными источниками в отраслях энергетики (кг парникового газа на ТДж на основе низшей теплоты сгорания)

Наименование типа топливных ресурсов	CO ₂			CH ₄			N ₂ O		
	Рекоменду- емые значе- ния	Нижний предел измене- ния ве- личины	Верхний предел измене- ния ве- личины	Рекоменду- емые значе- ния	Нижний предел измене- ния ве- личины	Верхний предел измене- ния ве- личины	Рекоменду- емые значе- ния	Нижний предел измене- ния ве- личины	Верхний предел измене- ния ве- личины
ЖИДКИЕ ТОПЛИВНЫЕ РЕСУРСЫ									
Сырая нефть	73 300	71 000	75 500	3	1	10	0,6	0,2	2
Природный газоко- нденсат	64 200	58 300	70 400	3	1	10	0,6	0,2	2
Автомобильный бензин	69 300	67 500	73 000	3	1	10	0,6	0,2	2
Авиационный бен- зин	70 000	67 500	73 000	3	1	10	0,6	0,2	2
Бензин для реак- тивных двигателей	70 000	67 500	73 000	3	1	10	0,6	0,2	2
Авиационный керо- син	71 500	69 700	74 400	3	1	10	0,6	0,2	2
Другие виды керо- сина	71 900	70 800	73 700	3	1	10	0,6	0,2	2
Сланцевое масло	73 300	67 800	79 200	3	1	10	0,6	0,2	2
Дизельное топливо	74 100	72 600	74 800	3	1	10	0,6	0,2	2
Мазут	77 400	75 500	78 800	3	1	10	0,6	0,2	2
Сжиженный нефтя- ной газ	63 100	61 600	65 600	1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Этан	61 600	56 500	68 600	1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Нафта (лигроин)	73 300	69 300	76 300	3	1	10	0,6	0,2	2
Битум	80 700	73 000	89 900	3	1	10	0,6	0,2	2
Смазочные матери- алы	73 300	71 900	75 200	3	1	10	0,6	0,2	2
Нефтяной кокс	97 500	82 900	115 000	3	1	10	0,6	0,2	2
Сырье нефтепере-	73 300	68 900	76 600	3	1	10	0,6	0,2	2

Наименование типа топливных ресурсов	CO ₂			CH ₄			N ₂ O		
	Рекоменду- емые значе- ния	Нижний предел измене- ния ве- личины	Верхний предел измене- ния ве- личины	Рекоменду- емые значе- ния	Нижний предел измене- ния ве- личины	Верхний предел измене- ния ве- личины	Рекоменду- емые значе- ния	Нижний предел измене- ния ве- личины	Верхний предел измене- ния ве- личины
работки									
Газ нефтеперераба- тывающих заводов	57 600	48 200	69 000	1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Парафины	73 300	72 200	74 400	3	1	10	0,6	0,2	2
Уайт-спирит и про- мышленные раство- рители	73 300	72 200	74 400	3	1	10	0,6	0,2	2
Другие моторные топлива	71 900	70 800	73 700	5	1	10	0,6	0,2	2
Другие нефтепро- дукты	73 300	72 200	74 400	3	1	10	0,6	0,2	2
ТВЕРДЫЕ ТОПЛИВНЫЕ РЕСУРСЫ									
Антрацит ¹	98 300	94 600	101 000	1	0,3	3	1,5	0,5	5
Коксующийся уголь ¹	94 600	87 300	101 000	1	0,3	3	1,5	0,5	5
Каменный уголь (Другие виды битуминозного угля) ¹	94 600	89 500	99 700	1	0,3	3	1,5	0,5	5
Полубитуминозный уголь ¹	96 100	92 800	100 000	1	0,3	3	1,5	0,5	5
Бурый уголь/Лигнит ¹	101 000	90 900	115 000	1	0,3	3	1,5	0,5	5
Горючий сланец и битуминозные пески	107 000	90 200	125 000	1	0,3	3	1,5	0,5	5
Брикетируемый бурый уголь	97 500	87 300	109 000	1	0,3	3	1,5	0,5	5
Каменноугольные брикеты	97 500	87 300	109 000	1	0,3	3	1,5	0,5	5
Печной (доменный)	107 000	95 700	119 000	1	0,3	3	1,5	0,5	5

Наименование типа топливных ресурсов	CO ₂			CH ₄			N ₂ O		
	Рекоменду- емые значе- ния	Нижний предел измене- ния ве- личины	Верхний предел измене- ния ве- личины	Рекоменду- емые значе- ния	Нижний предел измене- ния ве- личины	Верхний предел измене- ния ве- личины	Рекоменду- емые значе- ния	Нижний предел измене- ния ве- личины	Верхний предел измене- ния ве- личины
кокс									
Газовый кокс	107 000	95 700	119 000	1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Каменноугольное масло	80 700	68 200	95 300	1	0,3	3	1,5	0,5	5
Газ газоперерабаты- вающих заводов (заводской газ)	44 400	37 300	54 100	1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Коксовый газ	44 400	37 300	54 100	1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Доменный газ	260 000	219 000	308 000	1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Газ кислородных сталеплавильных печей	182 000	145 000	202 000	1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
ГАЗОВЫЕ ТОПЛИВНЫЕ РЕСУРСЫ									
Природный газ ²	н 54 400	54 300	58 300	1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
ДРУГИЕ ВИДЫ ИСКОПАЕМЫХ ТОПЛИВНЫХ РЕСУРСОВ									
Бытовые отходы (небиологические фракции)	91 700	73 300	121 000	30	10	100	4	1,5	15
Промышленные от- ходы	143 000	110 000	183 000	30	10	100	4	1,5	15
Нефтяные отходы	73 300	72 200	74 400	30	10	100	4	1,5	15
ТОРФ									
Торф	106 000	100 000	108 000	1	0,3	3	1,5	0,5	5
Брикеты торфяные	106 000	100 000	108 000	1	0,3	3	1,5	0,5	5
БИОМАССА									
Древеси- на/древесные отходы	112 000	95 000	132 000	30	10	100	4	1,5	15
Щелок	95 300	80 700	110 000	3	1	18	2	1	21

Наименование типа топливных ресурсов	CO ₂			CH ₄			N ₂ O		
	Рекоменду- емые значе- ния	Нижний предел измене- ния ве- личины	Верхний предел измене- ния ве- личины	Рекоменду- емые значе- ния	Нижний предел измене- ния ве- личины	Верхний предел измене- ния ве- личины	Рекоменду- емые значе- ния	Нижний предел измене- ния ве- личины	Верхний предел измене- ния ве- личины
(черный щелок) ³									
Другие виды пер- вичной твердой биомассы	100 000	84 700	117 000	30	10	100	4	1,5	15
Древесный уголь	112 000	95 000	132 000	200	70	600	4	1,5	15
Биобензин	70 800	59 800	84 300	3	1	10	0,6	0,2	2
Био-дизтопливо	70 800	59 800	84 300	3	1	10	0,6	0,2	2
Другие виды жид- кого биотоплива	79 600	67 100	93 300	3	1	10	0,6	0,2	2
Газ из органических отходов	54 600	46 200	66 000	1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Канализационный газ	54 600	46 200	66 000	1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Другие биогазы	54 600	46 200	66 000	1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Бытовые отходы (фракция биомассы)	100 000	84 700	117 000	30	10	100	4	1,5	15

¹ Среднее содержание углерода в углях может изменяться в результате изменения доли добычи углей различными угольными бассейнами. Рекомендуется использовать национальный средневзвешенный коэффициент выброса CO₂, изменяющийся от года к году (Таблица 2.6). Описание методики оценки среднего содержания углерода в углях приведено в главе 2 тома 2.

² Приведен национальный коэффициент содержания углерода в природном газе, с учетом компонентного состава товарного природного газа (Российская, 2014).

³ Включает полученный из биомассы CO₂, выделенный из установки сжигания черного щелока и полученный из биомассы CO₂, выделенный из печи для обжига извести

n – указывает на национальный коэффициент выбросов, разработанный для Национального кадастра выбросов парниковых газов (Российская, 2014).

Таблица 2.3 – Рекомендуемые коэффициенты выбросов для сжигания топлива стационарными источниками на отраслях производства и строительстве (кг парникового газа на ТДж на основе низшей теплоты сгорания)

Наименование типа топливных ресурсов	CO ₂			CH ₄			N ₂ O		
	Рекоменду- емое значе- ние	Нижний предел измене- ния ве- личины	Верхний предел измене- ния ве- личины	Рекоменду- емое значе- ние	Нижний предел измене- ния ве- личины	Верхний предел измене- ния ве- личины	Рекоменду- емое значе- ние	Нижний предел измене- ния ве- личины	Верхний предел измене- ния ве- личины
ЖИДКИЕ ТОПЛИВНЫЕ РЕСУРСЫ									
Сырая нефть	73 300	71 000	75 500	3	1	10	0,6	0,2	2
Природный газоко- нденсат	64 200	58 300	70 400	3	1	10	0,6	0,2	2
Автомобильный бензин	69 300	67 500	73 000	3	1	10	0,6	0,2	2
Авиационный бензин	70 000	67 500	73 000	3	1	10	0,6	0,2	2
Бензин для реак- тивных двигателей	70 000	67 500	73 000	3	1	10	0,6	0,2	2
Авиационный керо- син	71 500	69 700	74 400	3	1	10	0,6	0,2	2
Другие виды керо- сина	71 900	70 800	73 700	3	1	10	0,6	0,2	2
Сланцевое масло	73 300	67 800	79 200	3	1	10	0,6	0,2	2
Дизельное топливо	74 100	72 600	74 800	3	1	10	0,6	0,2	2
Мазут	77 400	75 500	78 800	3	1	10	0,6	0,2	2
Сжиженный нефтя- ной газ	63 100	61 600	65 600	1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Этан	61 600	56 500	68 600	1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Нафта	73 300	69 300	76 300	3	1	10	0,6	0,2	2
Битум	80 700	73 000	89 900	3	1	10	0,6	0,2	2
Смазочные матери- алы	73 300	71 900	75 200	3	1	10	0,6	0,2	2
Нефтяной кокс	97 500	82 900	115 000	3	1	10	0,6	0,2	2
Сырье нефтеперера- ботки	73 300	68 900	76 600	3	1	10	0,6	0,2	2

Наименование типа топливных ресурсов	CO ₂			CH ₄			N ₂ O		
	Рекоменду- емое значе- ние	Нижний предел измене- ния ве- личины	Верхний предел измене- ния ве- личины	Рекоменду- емое значе- ние	Нижний предел измене- ния ве- личины	Верхний предел измене- ния ве- личины	Рекоменду- емое значе- ние	Нижний предел измене- ния ве- личины	Верхний предел измене- ния ве- личины
Газ нефтеперераба- тывающих заводов	57 600	48 200	69 000	1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Парафины	73 300	72 200	74 400	3	1	10	0,6	0,2	2
Уайт-спирит и про- мышленные раство- рители	73 300	72 200	74 400	3	1	10	0,6	0,2	2
Другие моторные топлива	71 900	70 800	73 700	5	1	10	0,6	0,2	2
Другие нефтепро- дукты	73 300	72 200	74 400	3	1	10	0,6	0,2	2
ТВЕРДЫЕ ТОПЛИВНЫЕ РЕСУРСЫ									
Антрацит ¹	98 300	94 600	101 000	с 10	3	30	1,5	0,5	5
Коксующийся уголь ¹	94 600	87 300	101 000	с 10	3	30	1,5	0,5	5
Каменный уголь (Другие виды битуминозного угля) ¹	94 600	89 500	99 700	с 10	3	30	1,5	0,5	5
Полубитуминозный уголь ¹	96 100	92 800	100 000	с 10	3	30	1,5	0,5	5
Бурый уголь/Лигнит ¹	101 000	90 900	115 000	с 10	3	30	1,5	0,5	5
Горючий сланец и битуминозные пески	107 000	90 200	125 000	с 10	3	30	1,5	0,5	5
Брикетируемый бурый уголь	97 500	87 300	109 000	с 10	0,3	3	1,5	0,5	5
Каменноугольные брикеты	97 500	87 300	109 000	с 10	3	30	1,5	0,5	5
Печной (доменный) кокс	107 000	95 700	119 000	с 10	3	30	1,5	0,5	5
Газовый кокс	107 000	95 700	119 000	1	0,3	3	0,1	0,03	0,3

Наименование типа топливных ресурсов	CO ₂			CH ₄			N ₂ O		
	Рекоменду- емое значе- ние	Нижний предел измене- ния ве- личины	Верхний предел измене- ния ве- личины	Рекоменду- емое значе- ние	Нижний предел измене- ния ве- личины	Верхний предел измене- ния ве- личины	Рекоменду- емое значе- ние	Нижний предел измене- ния ве- личины	Верхний предел измене- ния ве- личины
Каменноугольное масло	80 700	68 200	95 300	с 10	3	30	1,5	0,5	5
Газ газоперерабаты- вающих заводов (за- водской газ)	44 400	37 300	54 100	1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Коксовый газ	44 400	37 300	54 100	1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Доменный газ	260 000	219 000	308 000	1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Газ кислородных сталеплавильных печей	182 000	145 000	202 000	1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
ГАЗОВЫЕ ТОПЛИВНЫЕ РЕСУРСЫ									
Природный газ ²	н 54 400	54 300	58 300	1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
ДРУГИЕ ВИДЫ ИСКОПАЕМЫХ ТОПЛИВНЫХ РЕСУРСОВ									
Бытовые отходы (небиологические фракции)	91 700	73 300	121 000	30	10	100	4	1,5	15
Промышленные от- ходы	143 000	110 000	183 000	30	10	100	4	1,5	15
Нефтяные отходы	73 300	72 200	74 400	30	10	100	4	1,5	15
ТОРФ									
Торф	106 000	100 000	108 000	с 2	0,6	6	1,5	0,5	5
Брикеты торфяные	106 000	100 000	108 000	с 2	0,6	6	1,5	0,5	5
БИОМАССА									
Древеси- на/древесные отходы	112 000	95 000	132 000	30	10	100	4	1,5	15
Щелок (черный щелок) ³	95 300	80 700	110 000	3	1	18	2	1	21
Другие виды пер-	100 000	84 700	117 000	30	10	100	4	1,5	15

Наименование типа топливных ресурсов	CO ₂			CH ₄			N ₂ O		
	Рекоменду- емое значе- ние	Нижний предел измене- ния ве- личины	Верхний предел измене- ния ве- личины	Рекоменду- емое значе- ние	Нижний предел измене- ния ве- личины	Верхний предел измене- ния ве- личины	Рекоменду- емое значе- ние	Нижний предел измене- ния ве- личины	Верхний предел измене- ния ве- личины
вичной твердой биомассы									
Древесный уголь	112 000	95 000	132 000	200	70	600	4	1,5	15
Биобензин	70 800	59 800	84 300	3	1	10	0,6	0,2	2
Био-дизтопливо	70 800	59 800	84 300	3	1	10	0,6	0,2	2
Другие виды жидко- го биотоплива	79 600	67 100	93 300	3	1	10	0,6	0,2	2
Газ из органических отходов	54 600	46 200	66 000	1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Канализационный газ	54 600	46 200	66 000	1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Другие биогазы	54 600	46 200	66 000	1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Бытовые отходы (фракция биомассы)	100 000	84 700	117 000	30	10	100	4	1,5	15

¹ Среднее содержание углерода в углях может изменяться в результате изменения доли добычи углей различными угольными бассейнами. Рекомендуется использовать национальный средневзвешенный коэффициент выброса CO₂, изменяющийся от года к году (Таблица 2.6). Описание методики оценки среднего содержания углерода в углях приведено в главе 2 тома 2.

² Приведен национальный коэффициент содержания углерода в природном газе, с учетом компонентного состава товарного природного газа (Российская, 2014).

³ Включает полученный из биомассы CO₂, выделенный из установки сжигания черного шелока и полученный из биомассы CO₂, выделенный из печи для обжига извести

n – указывает на национальный коэффициент выбросов, разработанный для Национального кадастра выбросов парниковых газов (Российская, 2014).

c – указывает на значения коэффициента выброса, специфичного для категории «Промышленное производство и строительство».

Таблица 2.4 – Рекомендуемые коэффициенты выбросов для сжигания топлива стационарными источниками в коммерческом секторе и общественных зданиях (кг парникового газа на ТДж на основе низшей теплотворной способности)

Наименование типа топливных ресурсов	CO ₂			CH ₄			N ₂ O		
	Рекомендуемое значение	Нижний предел изменения величины	Верхний предел изменения величины	Рекомендуемое значение	Нижний предел изменения величины	Верхний предел изменения величины	Рекомендуемое значение	Нижний предел изменения величины	Верхний предел изменения величины
ЖИДКИЕ ТОПЛИВНЫЕ РЕСУРСЫ									
Сырая нефть	73 300	71 000	75 500	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Природный газоконденсат	64 200	58 300	70 400	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Автомобильный бензин	69 300	67 500	73 000	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Авиационный бензин	70 000	67 500	73 000	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Бензин для реактивных двигателей	70 000	67 500	73 000	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Авиационный керосин	71 500	69 700	74 400	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Другие виды керосина	71 900	70 800	73 700	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Сланцевое масло	73 300	67 800	79 200	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Дизельное топливо	74 100	72 600	74 800	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Мазут	77 400	75 500	78 800	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Сжиженный нефтяной газ	63 100	61 600	65 600	с 5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Этан	61 600	56 500	68 600	с 5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Нафта	73 300	69 300	76 300	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Битум	80 700	73 000	89 900	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Смазочные материалы	73 300	71 900	75 200	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Нефтяной кокс	97 500	82 900	115 000	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Сырье нефтепереработки	73 300	68 900	76 600	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Газ нефтеперерабатывающих заводов	57 600	48 200	69 000	с 5	1,5	15	0,1	0,03	0,3

Наименование типа топливных ресурсов	CO ₂			CH ₄			N ₂ O		
	Рекомендуемое значение	Нижний предел изменения величины	Верхний предел изменения величины	Рекомендуемое значение	Нижний предел изменения величины	Верхний предел изменения величины	Рекомендуемое значение	Нижний предел изменения величины	Верхний предел изменения величины
Парафины	73 300	72 200	74 400	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Уайт-спирит и промышленные растворители	73 300	72 200	74 400	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Другие моторные топлива	71 900	70 800	73 700	5	1	10	0,6	0,2	2
Другие нефтепродукты	73 300	72 200	74 400	с 10	3	30	0,6	0,2	2
ТВЕРДЫЕ ТОПЛИВНЫЕ РЕСУРСЫ									
Антрацит ¹	98 300	94 600	101 000	с 10	3	30	1,5	0,5	5
Коксующийся уголь ¹	94 600	87 300	101 000	с 10	3	30	1,5	0,5	5
Каменный уголь (Другие виды битуминозного угля) ¹	94 600	89 500	99 700	с 10	3	30	1,5	0,5	5
Полубитуминозный уголь ¹	96 100	92 800	100 000	с 10	3	30	1,5	0,5	5
Бурый уголь/Лигнит ¹	101 000	90 900	115 000	с 10	3	30	1,5	0,5	5
Горючий сланец и битуминозные пески	107 000	90 200	125 000	с 10	3	30	1,5	0,5	5
Брикетируемый бурый уголь	97 500	87 300	109 000	с 10	3	30	1,5	0,5	5
Каменноугольные брикеты	97 500	87 300	109 000	с 10	3	30	1,5	0,5	5
Печной (доменный) кокс	107 000	95 700	119 000	с 10	3	30	1,5	0,5	5
Газовый кокс	107 000	95 700	119 000	с 5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Каменноугольное масло	80 700	68 200	95 300	с 10	3	30	1,5	0,5	5

Наименование типа топливных ресурсов	CO ₂			CH ₄			N ₂ O		
	Рекомендуемое значение	Нижний предел изменения величины	Верхний предел изменения величины	Рекомендуемое значение	Нижний предел изменения величины	Верхний предел изменения величины	Рекомендуемое значение	Нижний предел изменения величины	Верхний предел изменения величины
Газ газоперерабатывающих заводов (заводской газ)	44 400	37 300	54 100	с 5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Коксовый газ	44 400	37 300	54 100	с 5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Доменный газ	260 000	219 000	308 000	с 5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Газ кислородных сталеплавильных печей	182 000	145 000	202 000	с 5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
ГАЗОВЫЕ ТОПЛИВНЫЕ РЕСУРСЫ									
Природный газ ²	н 54 400	54 300	58 300	с 5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
ДРУГИЕ ВИДЫ ИСКОПАЕМЫХ ТОПЛИВНЫХ РЕСУРСОВ									
Бытовые отходы (небиологические фракции)	91 700	73 300	121 000	с 300	100	900	4	1,5	15
Промышленные отходы	143 000	110 000	183 000	с 300	100	900	4	1,5	15
Нефтяные отходы	73 300	72 200	74 400	с 300	100	900	4	1,5	15
ТОРФ									
Торф	106 000	100 000	108 000	с 10	3	30	с 1,4	0,5	5
Брикеты торфяные	106 000	100 000	108 000	с 10	3	30	с 1,4	0,5	5
БИОМАССА									
Древесина/древесные отходы	112 000	95 000	132 000	с 300	100	900	4	1,5	15
Щелок (черный щелок) ³	95 300	80 700	110 000	3	1	18	2	1	21
Другие виды первичной твердой биомассы	100 000	84 700	117 000	с 300	100	900	4	1,5	15
Древесный уголь	112 000	95 000	132 000	с 200	70	600	с 1	0,3	3
Биобензин	70 800	59 800	84 300	с 10	3	30	0,6	0,2	2

Наименование типа топливных ресурсов	CO ₂			CH ₄			N ₂ O		
	Рекомендуемое значение	Нижний предел изменения величины	Верхний предел изменения величины	Рекомендуемое значение	Нижний предел изменения величины	Верхний предел изменения величины	Рекомендуемое значение	Нижний предел изменения величины	Верхний предел изменения величины
Био-дизтопливо	70 800	59 800	84 300	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Другие виды жидкого биотоплива	79 600	67 100	93 300	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Газ из органических отходов	54 600	46 200	66 000	с 5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Канализационный газ	54 600	46 200	66 000	с 5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Другие биогазы	54 600	46 200	66 000	с 5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Бытовые отходы (фракция биомассы)	100 000	84 700	117 000	с 300	100	900	4	1,5	15

¹ Среднее содержание углерода в углях может изменяться в результате изменения доли добычи углей различными угольными бассейнами. Рекомендуется использовать национальный средневзвешенный коэффициент выброса CO₂, изменяющийся от года к году (Таблица 2.6). Описание методики оценки среднего содержания углерода в углях приведено в главе 2 тома 2.

² Приведен национальный коэффициент содержания углерода в природном газе, с учетом компонентного состава товарного природного газа (Российская, 2014).

³ Включает полученный из биомассы CO₂, выделенный из установки сжигания черного щелока и полученный из биомассы CO₂, выделенный из печи для обжига извести

н – указывает на национальный коэффициент выбросов, разработанный для Национального кадастра выбросов парниковых газов (Российская, 2014).

с – указывает на значения коэффициента выброса, специфичного для категории «Коммерческий сектор общественные здания».

Таблица 2.5 – Рекомендуемые коэффициенты выбросов для сжигания топлива стационарными источниками в Жилом секторе/ сельском/ лесном/ рыбном хозяйстве и рыбоводстве (кг парникового газа на ТДж на основе низшей теплотворной способности)

Наименование типа топливных ресурсов	CO ₂			CH ₄			N ₂ O		
	Рекомендуемое значение	Нижний предел изменения величины	Верхний предел изменения величины	Рекомендуемое значение	Нижний предел изменения величины	Верхний предел изменения величины	Рекомендуемое значение	Нижний предел изменения величины	Верхний предел изменения величины
ЖИДКИЕ ТОПЛИВНЫЕ РЕСУРСЫ									
Сырая нефть	73 300	71 000	75 500	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Природный газоконденсат	64 200	58 300	70 400	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Автомобильный бензин	69 300	67 500	73 000	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Авиационный бензин	70 000	67 500	73 000	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Бензин для реактивных двигателей	70 000	67 500	73 000	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Авиационный керосин	71 500	69 700	74 400	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Другие виды керосина	71 900	70 800	73 700	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Сланцевое масло	73 300	67 800	79 200	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Дизельное топливо	74 100	72 600	74 800	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Мазут	77 400	75 500	78 800	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Сжиженный нефтяной газ	63 100	61 600	65 600	с 5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Этан	61 600	56 500	68 600	с 5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Нафта	73 300	69 300	76 300	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Битум	80 700	73 000	89 900	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Смазочные материалы	73 300	71 900	75 200	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Нефтяной кокс	97 500	82 900	115 000	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Сырье нефтепереработки	73 300	68 900	76 600	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Газ нефтеперерабатывающих заводов	57 600	48 200	69 000	с 5	1,5	15	0,1	0,03	0,3

Наименование типа топливных ресурсов	CO ₂			CH ₄			N ₂ O		
	Рекомендуемое значение	Нижний предел изменения величины	Верхний предел изменения величины	Рекомендуемое значение	Нижний предел изменения величины	Верхний предел изменения величины	Рекомендуемое значение	Нижний предел изменения величины	Верхний предел изменения величины
Парафины	73 300	72 200	74 400	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Уайт-спирит и промышленные растворители	73 300	72 200	74 400	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Другие моторные топлива	71 900	70 800	73 700	5	1	10	0,6	0,2	2
Другие нефтепродукты	73 300	72 200	74 400	с 10	3	30	0,6	0,2	2
ТВЕРДЫЕ ТОПЛИВНЫЕ РЕСУРСЫ									
Антрацит ¹	98 300	94 600	101 000	с 300	100	900	1,5	0,5	5
Коксующийся уголь ¹	94 600	87 300	101 000	с 300	100	900	1,5	0,5	5
Каменный уголь (Другие виды битуминозного угля) ¹	94 600	89 500	99 700	с 300	100	900	1,5	0,5	5
Полубитуминозный уголь ¹	96 100	92 800	100 000	с 300	100	900	1,5	0,5	5
Бурый уголь/Лигнит ¹	101 000	90 900	115 000	с 300	100	900	1,5	0,5	5
Горючий сланец и битуминозные пески	107 000	90 200	125 000	с 300	100	900	1,5	0,5	5
Брикетируемый бурый уголь	97 500	87 300	109 000	с 300	100	900	1,5	0,5	5
Каменноугольные брикеты	97 500	87 300	109 000	с 300	100	900	1,5	0,5	5
Печной (доменный) кокс	107 000	95 700	119 000	с 300	100	900	1,5	0,5	5
Газовый кокс	107 000	95 700	119 000	с 5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Каменноугольное масло	80 700	68 200	95 300	с 300	100	900	1,5	0,5	5

Наименование типа топливных ресурсов	CO ₂			CH ₄			N ₂ O		
	Рекомендуемое значение	Нижний предел изменения величины	Верхний предел изменения величины	Рекомендуемое значение	Нижний предел изменения величины	Верхний предел изменения величины	Рекомендуемое значение	Нижний предел изменения величины	Верхний предел изменения величины
Газ газоперерабатывающих заводов (заводской газ)	44 400	37 300	54 100	с 5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Коксовый газ	44 400	37 300	54 100	с 5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Доменный газ	260 000	219 000	308 000	с 5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Газ кислородных сталеплавильных печей	182 000	145 000	202 000	с 5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
ГАЗОВЫЕ ТОПЛИВНЫЕ РЕСУРСЫ									
Природный газ ²	н 54 400	54 300	58 300	с 5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
ДРУГИЕ ВИДЫ ИСКОПАЕМЫХ ТОПЛИВНЫХ РЕСУРСОВ									
Бытовые отходы (небиологические фракции)	91 700	73 300	121 000	с 300	100	900	4	1,5	15
Промышленные отходы	143 000	110 000	183 000	с 300	100	900	4	1,5	15
Нефтяные отходы	73 300	72 200	74 400	с 300	100	900	4	1,5	15
ТОРФ									
Торф	106 000	100 000	108 000	с 300	100	900	с 1,4	0,5	5
Брикеты торфяные	106 000	100 000	108 000	с 300	100	900	с 1,4	0,5	5
БИОМАССА									
Древесина/древесные отходы	112 000	95 000	132 000	с 300	100	900	4	1,5	15
Щелок (черный щелок) ³	95 300	80 700	110 000	3	1	18	2	1	21
Другие виды первичной твердой биомассы	100 000	84 700	117 000	с 300	100	900	4	1,5	15
Древесный уголь	112 000	95 000	132 000	с 200	70	600	с 1	0,3	3

Наименование типа топливных ресурсов	CO ₂			CH ₄			N ₂ O		
	Рекомендуемое значение	Нижний предел изменения величины	Верхний предел изменения величины	Рекомендуемое значение	Нижний предел изменения величины	Верхний предел изменения величины	Рекомендуемое значение	Нижний предел изменения величины	Верхний предел изменения величины
Биобензин	70 800	59 800	84 300	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Био-дизтопливо	70 800	59 800	84 300	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Другие виды жидкого биотоплива	79 600	67 100	93 300	с 10	3	30	0,6	0,2	2
Газ из органических отходов	54 600	46 200	66 000	с 5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Канализационный газ	54 600	46 200	66 000	с 5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Другие биогазы	54 600	46 200	66 000	с 5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Бытовые отходы (фракция биомассы)	100 000	84 700	117 000	с 300	100	900	4	1,5	15

¹ Среднее содержание углерода в углях может изменяться в результате изменения доли добычи углей различными угольными бассейнами. Рекомендуется использовать национальный средневзвешенный коэффициент выброса CO₂, изменяющийся от года к году (Таблица 2.6). Описание методики оценки среднего содержания углерода в углях приведено в главе 2 тома 2.

² Приведен национальный коэффициент содержания углерода в природном газе, с учетом компонентного состава товарного природного газа (Российская, 2014).

³ Включает полученный из биомассы CO₂, выделенный из установки сжигания черного щелока и полученный из биомассы CO₂, выделенный из печи для обжига извести

н – указывает на национальный коэффициент выбросов, разработанный для Национального кадастра выбросов парниковых газов (Российская, 2014).

с – указывает на значения коэффициента выброса, специфичного для категорий «Жилой сектор» и «Сельское/лесное/рыбное хозяйство и рыболовство»

Таблица 2.6 – Национальные коэффициенты выброса CO₂ на по умолчанию для стационарного сжигания угля (кг CO₂ на ТДж на основе низшей теплотворной способности)

Год	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
кг CO ₂ /ТДж	93800	94000	94000	93850	93850	93700	93900	93800	93200	93400	93650	93000
Год	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
кг CO ₂ /ТДж	93550	93500	93500	93500	93750	94000	94200	93700	94100	94150	94150	94200

2.2.3 Выбор данных о деятельности

Данными о деятельности для всех уровней оценки выбросов парниковых газов от сжигания топлива стационарными источниками являются количество и вид сожженных топливно-энергетических ресурсов. Данные о количестве и видах сожженных топливных ресурсов могут быть получены из одного или нескольких источников:

1. данные территориальных органов Федеральной службы государственной статистики (официальные публикации, статистические ежегодники, отчеты);
2. данные форм регулярной статистической отчетности, представляемые в территориальные и федеральные органы Росстата, например:
 - 6-ТП – Сведения о производстве тепловой и электрической энергии объектами генерации (электростанциями). Включает данные о расходе топлива по видам;
 - ПЭ – Сведения о работе электростанций (электрогенераторных установок), состоящих на балансе организаций, не относящихся к добывающим, обрабатывающим производствам, производству и распределению электрической энергии, газа и воды;
 - 11-ТЭР – Сведения об использовании топлива, теплоэнергии и электроэнергии на производство отдельных видов продукции, работ (услуг);
 - 4-ТЭР – Сведения об остатках, поступлении и расходе топливно-энергетических ресурсов, сборе и использовании отработанных нефтепродуктов;
 - «22-ЖКХ» (сведения о работе предприятий ЖКХ в условиях реформы). Содержит информацию о потреблении сетевого и сжиженного газа;
 - «1-газ» – содержит данные о потреблении сетевого и сжиженного газа населением, мелкими потребителями и бюджетными организациями;
 - «1-топливо» (сведения об объеме потребления топливно-энергетических ресурсов организациями, финансируемыми за счет средств федерального бюджета);
 - «1-авто-бензин» (сведения о производстве нефтепродуктов), содержит данные о производстве бензина и дизельного топлива;

- «1-ТЕП» (сведения о снабжении теплоэнергией). Содержит информацию по видам и объему используемого на котельных топлива;
 - «1-нефтепродукт» (сведения об отгрузке нефтепродуктов потребителям);
 - «1-вывоз» (сведения о вывозе продукции (товаров));
 - «4-запасы (срочная)» (сведения о запасах топлива).
1. Данные профильных ведомств, например, Министерства энергетики РФ (Топливо-энергетический баланс субъектов Российской Федерации, годовые отчеты);
 2. Отчеты предприятий;
 3. Отраслевые отчеты и отчеты корпораций;
 4. Результаты периодических обследований, проводимых органами государственной статистики;
 5. Отчеты поставщиков (продавцов) топлива, статистика продажи топлива.
 6. Эффективным способом получения данных является обращение с запросами в территориальные органы федеральной службы государственной статистики, профильные министерства, на предприятия, в отраслевые компании и корпорации, к производителям и поставщикам топливо-энергетических ресурсов.

Существует несколько принципов эффективной практики, которым должны следовать составители кадастра при сборе и использовании данных о потреблении топливо-энергетических ресурсов:

- использовать, где это возможно, количественных показателей сожженного топлива, а не топлива, доставленного потребителю;
- проводить проверку полноты и сопоставимости данных, полученных из разных источников.

К сожалению, ни один из перечисленных источников данных не предоставляет полной информации о потреблении топливных ресурсов, необходимой для проведения расчетов выбросов парниковых газов от энергетического сжигания топливных ресурсов в секторе Энергетика. Различные формы статистической отчетности могут предоставлять различные данные по одному и тому же показателю. Кроме того, в органы государственной статистики свои отчеты представляют только крупные и средние предприятия. Для полного учета баланса топливо-энергетических ресурсов проводятся систематические опросы и применяются расчетные методики оценки потребления топливных ресурсов.

Поскольку выбросы других парниковых газов, кроме CO₂, зависят от технологии, для получения точных оценок выбросов требуется подробная статистика по технологии сжигания. *Эффективная практика* заключается в сборе данных в единицах использованного топлива и их детализации, насколько это возможно, чтобы разделить сжигаемые топлива по основным типам используемых технологий.

Систематическим сбором и обработкой данных занимаются специальные статистические органы или подразделения министерств. Приветствуется использование

представителей этих организаций в процессе составления кадастра для облегчения работы с данными о деятельности. В некоторых категориях источников (например, сжигание в сельском хозяйстве) могут возникнуть затруднения при отделении топлива, используемого в стационарном оборудовании, от топлива, используемого в мобильной технике. Учитывая различные коэффициенты выбросов для иных, чем CO_2 газов по этим двум источникам, *эффективная практика* заключается в получении доли энергии каждого из этих источников с использованием косвенных данных (например, число насосов, средний расход, потребности для перекачки воды и т.д.). Также может оказаться востребованной экспертная оценка.

Эффективная практика при работе с данными о производителях электричества для собственных нужд заключается в том, чтобы относить выбросы от сжигаемого топлива к категориям (подкатегориям) тех источников, к которым относится основная деятельность предприятий. Следует так же определять их отдельно от выбросов, связанных с сжиганием топлив для других целей, например, для технологического обогрева. Оценить количество топлива, используемого для выработки электроэнергии можно, например, по данным о работе электростанций (электрогенераторов), состоящих на балансе организаций, не относящихся к добывающим, обрабатывающим производствам, производству и распределению электрической энергии (форма ПЭ).

Отдельное внимание следует обратить на использование кокса в черной металлургии. Для того, чтобы избежать двойного учета рекомендуется весь кокс, отнесенный в российской статистике к черной металлургии, рассматривать как нетопливное использование, сопутствующие выбросы относить к сектору «Промышленные процессы» и вычитать соответствующее количество кокса данных о сжигании топлива в категории 1A2a в секторе «Энергетика».

2.2.3.1 Методы Уровней 1 и 2

Данные о деятельности метода Уровня 1 для оценки выбросов от сжигания топлива в энергетическом секторе получают из энергетической статистики, составляемой территориальными и центральными органами службы государственной статистики. Информация о потреблении топливных ресурсов представляется в физических единицах (тыс. т., млн. м^3 и др.) или в унифицированных энергетических единицах – тоннах условного топлива (т.у.т.). Для преобразования этих данных в энергетические единицы (ТДж) используются значения низшей теплотворной способности топлива, взятые с учетом свойств отечественных топливных ресурсов. Рекомендуемые значения коэффициентов преобразования данных о сжигании в стандартные энергетические единицы приводятся в разделе 1.4.1.2.

Сырье, используемое в производственных отраслях, может также включать ископаемые виды топлива и вторичных топливных ресурсов. Например, при производстве нефтехимических продуктов (метанол и т.п.), прочих химикатов (аммиак и т. п.) и первичного железа, в качестве исходного продукта требуется кокс. В некоторых случаях энергия, необходимая для производства продукции, может быть получена в результате химических реакций. Например, для поддержания процесса производства чугуна и стали

используются газ и тепло, которые выделяются в результате химических реакций между коксом и железной рудой. Отчеты о выбросах, составленные на основании данных об обработанном сырье и участвующем в процессе топливе (например, при производстве аммиака) должны соответствовать положениям раздела 1.2 и методическим руководствам тома «Промышленные процессы». Вообще, если выбросы происходят при производстве газа в категории источника сектора «промышленные процессы», они остаются в данной категории источника промышленных процессов. Если газы переносятся в другую категорию источника промышленного сектора или в сектор «Энергетика», все соответствующие летучие выбросы, выбросы от сжигания и прочие выбросы следует относить к тому сектору, в котором они происходят. Составителям кадастра следует помнить об особенностях выбросов от процессов, использующих одно и то же ископаемое топливо, как для получения энергии, так и в качестве сырья (например, производство синтез-газа или сажи) и относить их к правильному сектору. В любом случае, любые отклонения от определений следует документировать.

2.2.3.2 Предотвращение двойного учета данных о деятельности для других секторов

Использование статистики по сжиганию топливно-энергетических ресурсов является более предпочтительным, чем использование статистики по поставкам топлива, так как позволяет избежать двойного учета при оценке выбросов. Однако данные о сжигании топлива очень редко бывают полными, так как измерять сжигание топлива или выбросы для каждого источника в жилом и коммерческом секторе нерентабельно. Поэтому, региональные кадастры чаще всего будут содержать комбинацию данных о сжигании для больших источников и данные о поставках топлива для прочих источников. Разработчик инвентаризации должен позаботиться о предотвращении двойного учета и пропусков при комбинировании данных из разных источников.

Если в данных о деятельности вместо количества сожженных топливных ресурсов содержатся данные о поставках топлива на предприятие, существует риск двойного учета выбросов в секторах «Энергетика», «Промышленные процессы» или «Отходы». Выявить двойной учет не всегда просто. *Эффективная практика* заключается в координировании оценок между секторами «Энергетика» и соответствующими категориями секторов «Промышленные процессы» и «Отходы» для предотвращения двойного учета или пропусков данных. Некоторые из категорий, использующих топливно-энергетические ресурсы, между которыми может произойти двойной учет углерода, приведены ниже:

1. Производственные процессы.

Использование топливно-энергетических ресурсов, таких как кокс, этан, дизельное топливо, сжиженный нефтяной газ, лигроина и природный газ, в качестве сырья или топлива для основного вида производственной деятельности, не связанного с энергетическим сжиганием.

Производство синтетического газа, а именно смеси угарного газа и водорода, при помощи парового реформинга или частичного окисления энергоносителя заслуживает

особого внимания, так как эти процессы производят выбросы CO_2 . Синтетический газ является промежуточным звеном при производстве таких химикатов, как аммиак, формальдегид, метанол, чистые угарный газ и водород. Выбросы от этих процессов должны относиться к сектору «Производственные процессы». Синтетический газ также производится с помощью частичного окисления/газификации твердого и жидкого сырья в относительно новой технологии получения энергии – комбинированном цикле комплексной газификации. Если синтетический газ производится по данной технологии для производства энергии, соответствующие выбросы следует относить к категории 1А, сжигание топлива.

Высвобождаемый при производстве карбидов из богатого углеродом топлива, в особенности из нефтяного кокса, CO_2 используется как источник углерода. Выбросы от этих процессов должны относиться к сектору «Промышленные процессы».

Выбросы от использования кокса в черной металлургии учитываются в секторе 2.С.1 Промышленные процессы, Черная металлургия. В национальном кадастре, для того, чтобы избежать двойного учета весь кокс, отнесенный в национальной статистике к черной металлургии, в секторе 1.А.2.а рассматривается как накопленный углерод. Составители кадастра субъекта Российской Федерации могут принимать решение об отнесении выбросов от использования кокса в черной металлургии к сектору «Энергетика» или «Промышленные процессы в зависимости от наличия исходных данных, руководствуясь принципом разделения данных, приведенным в разделе 1.2.1 и избегая двойного учета.

Выбросы CO_2 , относящиеся к использованию доменного газа, учтены в секторе 2.С.1 – Промышленные процессы – Черная металлургия. Поэтому, для того, чтобы избежать двойного учета, рекомендуется исключить доменный газ из расчетов в секторе 1.А – Сжигание топлива в соответствии с рекомендациями Руководящих указаний по эффективной практике (Раздел 3.1.3.1 Черная металлургия, Методологические вопросы, стр. 3.25 (МГЭИК, 2000)). Однако, выбросы CH_4 и N_2O от сжигания доменного газа должны быть включены в секторе Энергетика.

Использование углерода в качестве регенератора при производстве металлов. Выбросы парниковых газов при использовании угля, кокса, природного газа, предварительно обожженных анодов и угольных электродов в качестве регенераторов при производстве металлов из руды следует относить к «Производственным процессам».

2. Отходы

Метан из отходов угольных шахт, газ из органических отходов и биологический газ. В этих случаях, важно удостовериться в том, что количество топлива для стационарного сжигания равно количеству, рассчитанному по категориям «Фугитивные выбросы при добыче и переработке угля», «Мусоросжигание» и «Очистка и сброс сточных вод» соответственно.

Мусоросжигание. Если энергия получается при сжигании отходов, соответствующие выбросы парникового газа относятся к сектору «Энергетика» в категории стационарного сжигания. Мусоросжигание без цели получения энергии относится к сектору

«Отходы». *Эффективная практика* заключается в оценке содержимого отходов и разделения отходов, содержащих пластик и прочие ископаемые углеродосодержащие материалы, и биогенных отходов и в отдельной оценке выбросов от них. Выбросы CO₂ из ископаемых углеродосодержащих частей отходов могут быть включены в категорию *Другие виды топлива*, а выбросы CO₂ от биомассы должны представляться справочно. *Эффективная практика* заключается во взаимодействии со специалистами, занимающимися восстановлением использованных масел, чтобы определить объемы сжигаемых масел, произвести оценку и зарегистрировать выбросы в секторе «Энергетика», если эти масла использовались как топливо.

3. Энергетика.

Разделение топлива, используемого для мобильного и стационарного сжигания на предприятиях, в организациях или населением. Необходимо избегать двойного учета выбросов от топлива сельскохозяйственных и внедорожных транспортных средств.

2.2.3.3 Использование биомассы

Биомасса – это особый случай. В отчетных таблицах выбросы от сжигания биотоплива представляются справочно и не включаются в суммарные региональные выбросы, чтобы избежать двойного учета. Иногда биотопливо сжигается вместе с ископаемым топливом. В таких случаях следует проводить различие между ископаемым и прочими видами топлива и применять к каждой из фракций соответствующие коэффициенты выбросов и порядок учета. В таблицах коэффициентов выбросов в данной главе, рекомендуемые коэффициенты выбросов CO₂ представлены для того, чтобы позволить оценить данные информационные единицы. В секторе «Энергетика» справочно представляется только та часть биомассы, которая сжигается в целях получения энергии. Но выбросы CH₄ и N₂O от сжигания биомассы оцениваются и включаются в суммарные выбросы по сектору «Энергетика» и в региональные суммарные выбросы.

2.2.4 Полнота

Полная оценка выбросов от сжигания топлива должна включать выбросы от всех видов топлива и от всех категорий источников. Полнота должна достигаться с помощью использования одинаковых данных о деятельности для оценки выбросов CO₂, CH₄ и N₂O для одинаковых категорий источников и учета всех поставок топлива производителями. Неверная классификация предприятий и использование оптовых торговцев для поставок топлива небольшим коммерческим потребителям и для бытового использования повышает вероятность возникновения систематических ошибок при распределении статистических данных о поставках топлива. В тех случаях, когда существуют количественные величины потребления топлива с детализацией по видам экономической деятельности, они могут быть сопоставлены с соответствующими данными о поставках топлива. Любые систематические расхождения необходимо выявлять, а затем, в случае необходимости, корректировать в соответствии с распределением данных о поставках топлива.

Может наблюдаться систематические занижения отчетности по твердым и жидким видам топлива, если конечные потребители самостоятельно импортируют топливо. Прямой импорт вносится в таможенные данные и, соответственно, в статистические данные о поставках топлива, однако он не включается в статистические данные о поставках топлива, предоставляемые национальными поставщиками. Если прямой импорт потребителями является значительным, статистические расхождения между запасами и поставками укажут на соответствующую величину. Использование топлива из определенных месторождений для собственных нужд может происходить в таких отраслях как производство железа, стали и цемента и также является потенциальным источником заниженной отчетности. И вновь, сопоставление с результатами обзора потребления позволит определить, какие основные категории источников связаны с прямым импортом топлива. Что касается биотоплива, то целесообразно консультироваться по поводу его использования, включая возможное использование некоммерческих видов биотоплива.

2.2.5 Формирование согласованного временного ряда

Использование единого метода оценки выбросов является основным механизмом соблюдения согласованности временного ряда. Но важно принимать во внимание изменчивость качества топлива в соответствии с его характеристиками в таблицах 2.2 – 2.5. Это касается изменений содержания углерода, обычно выраженных в изменениях значений теплотворной способности, использованных для преобразования топлива из единиц массы или объема в энергетические единицы, используемые при оценке. *Эффективная практика* заключается в проверке, действительно ли изменения значений теплотворной способности в течение времени отражены в информации, используемой для создания энергетической статистики.

Другой возможной причиной нарушения согласованности временного ряда кадастра могут быть перемещения данных о деятельности и соответствующих выбросов между категориями и секторами из-за изменений в методике расчетов и других причин. В этом случае *Эффективная практика* заключается в проверке согласованности категорий источников и методики расчетов по секторам и выполнение пересчетов по всему временному ряду выбросов в случае обнаружения перемещений данных или изменений в методике расчета.

2.3 ОЦЕНКА НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ

2.3.1 Неопределенности коэффициентов выбросов

При сжигании ископаемого топлива неопределенности коэффициентов выбросов CO₂ относительно невелики. Но вполне вероятно, что существуют внутренние расхождения в неопределенностях коэффициентов выбросов для нефтепродуктов, угля и природного газа. Нефтепродукты, как правило, соответствуют довольно жестким требованиям, ограничивающим возможный диапазон концентраций углерода и значений теплотворной способности, кроме того, они поставляются из относительно небольшого

количества нефтеперерабатывающих предприятий и/или импортных терминалов. Уголь, напротив может быть получен из шахт и разрезов с очень широким диапазоном содержания углерода и значений теплотворной способности и, в основном, поставляется по контракту с потребителями, которые адаптируют свое оборудование к характеристикам конкретного вида угля. Таким образом, энергоноситель «черный уголь» может иметь диапазон коэффициентов выбросов CO_2 .

Коэффициенты выбросов CH_4 и N_2O являются в значительной степени неопределенными. Высокую неопределенность коэффициентов выбросов можно объяснить отсутствием соответствующих измерений и последующего обобщения, неопределенностями в измерениях или недостаточным пониманием процесса выброса. Из-за стохастических изменений условий протекания процесса может иметь место высокая изменчивость коэффициентов выбросов для этих газов в реальном времени. Неопределенности коэффициентов выбросов редко можно вычислить или получить на основании эмпирических данных, и они получаются из косвенных источников или с помощью экспертных оценок. По мнению МГЭИК, общее значение неопределенности коэффициентов выбросов CO_2 в секторе энергетики равно 7%. Рекомендуемые значения неопределенности для коэффициентов выбросов CH_4 и N_2O приведены в таблице 2.7 (Межправительственная, 2006).

Таблица 2.7 – Рекомендуемые оценки неопределенности коэффициентов выбросов CH_4 и N_2O при сжигании топлива стационарными источниками (Межправительственная, 2006)

Категория источников	Величина неопределенности коэффициента выбросов	
	CH_4	N_2O
Производство энергии, комбинированное производство тепловой и электрической энергии и централизованное теплоснабжение	50-150%	Порядок величины*
Сжигание топлива в коммерческом, институциональном и жилищно-коммунальном секторах	50-150%	Порядок величины
Сжигание в промышленном секторе	50-150%	Порядок величины

*Неопределенность изменяется от одной десятой среднего значения до десятикратного значения средней величины.

Неопределенности могут быть ниже, чем значения в таблице 2.7, если используются конкретные для страны коэффициенты выбросов. *Эффективная практика* заключается в получении оценок этих неопределенностей, выполненных национальными экспертами, с учетом руководящих указаний по экспертным оценкам, изложенных в общем разделе Методических рекомендаций. Другие значения неопределенности для различных категорий источников, полученные в разных странах, приведены в Руководящих принципах МГЭИК (Межправительственная, 2006).

2.3.2 Неопределенности данных о деятельности

Статистические данные о сожженном топливе в крупных источниках, полученные благодаря прямым измерениям или обязательной отчетности, по всей вероятности, будут находиться в пределах 3% от центрального оценочного значения. Для энергоемких отраслей промышленности данные о сжигании топлива будут более точными. В до-

полнение к систематическим отклонениям данных о деятельности из-за неполного охвата потребления топлива, могут быть также случайные ошибки в ходе сбора данных, которые варьируют от одного года к другому. В странах и регионах с хорошими системами сбора данных, включающими контроль их качества, случайная ошибка величин использования энергии будет составлять примерно 2-3% годовых значений. Этот диапазон отражает границы доверительного интервала общего спроса на энергию, представленные в моделях с использованием исторических данных об энергетике и связывающих спрос на энергию с экономическими факторами. Выраженные в процентах ошибки для отдельных видов деятельности, связанной с потреблением энергии, могут быть значительно больше.

Общая неопределенность в данных о деятельности – совокупность систематических и случайных ошибок. В развитых странах разрабатываются балансы запасов и поставок топлива, которые проверяются на систематические ошибки. По мнению экспертов МГЭИК, неопределенность, возникающая в результате двух видов ошибок, находится в диапазоне $\pm 5\%$. В странах с менее развитыми системами сбора и обобщения энергетических данных неопределенность может быть значительно больше, в диапазоне $\pm 10\%$. Наличие неофициальных видов деятельности может увеличить неопределенность в некоторых секторах в некоторых странах даже до величины 50%.

Диапазоны неопределенности данных о деятельности, связанной со стационарным сжиганием топлива, показаны в таблице 2.8. Данная информация может быть использована при составлении отчетов по неопределенностям. *Эффективная практика* для составителей кадастра заключается в определении, по возможности, конкретных для страны неопределенностей с помощью заключений экспертов и (или) статистического анализа.

Таблица 2.8 – Уровень неопределенности данных о деятельности, связанных со сжиганием топлива стационарными источниками (Межправительственная, 2006)

Сектор	Хорошо развитые статистические системы		Менее развитые статистические системы	
	Исследования Экстраполяции		Исследования Экстраполяции	
Производство электроэнергии и тепла как основная деятельность	Менее 1%	3-5%	1-2%	5-10%
Сжигание топлива в коммерческом, государственном и жилищно-коммунальном секторах	3-5%	5-10%	10-15%	15-25%
Сжигание в промышленном секторе (Энергоемкие отрасли)	2-3%	3-5%	2-3%	5-10%
Сжигание в промышленном секторе (прочее)	3-5%	5-10%	10-15%	15-20%
Биомасса в небольших источниках	10-30%	20-40%	30-60%	60-100%

2.4 ОБЕСПЕЧЕНИЕ И КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА КАДАСТРА

Процедуры обеспечения и контроля качества оценок выбросов в результате сжигания топлива стационарными источниками приводятся в таблице 2.9. *Эффективная практика* заключается в документировании и архивировании всей информации, тре-

буемой для выполнения оценок в рамках кадастра выбросов. В кадастр должны быть включены краткие описания использованных методов и ссылки на источник данных, с тем, чтобы сообщаемые в отчете оценки выбросов были прозрачными, и можно было бы проследить за всеми этапами их расчетов. В тех условиях, когда возможно возникновение двойного учета, *эффективная практика* заключается в четком указании на то, в какой сектор были внесены оценки выбросов, с тем чтобы устранить возможность их двойного учета.

Таблица 2.9 – Процедуры обеспечения и контроля качества стационарных источников

Деятельность	Расчет выбросов CO ₂ от стационарного сжигания	Расчет выбросов других парниковых газов кроме CO ₂ при стационарном сжигании
Сравнение оценок выбросов с помощью разных подходов	- Сравнить оценки выбросов CO₂ от сжигания топливно-энергетических ресурсов с использованием секторного подхода с оценками, полученными с помощью базового подхода, и учесть любую разницу, превышающую или равную 5%. В сравнительном анализе, выбросы от топливных ресурсов в результате иного чем сжигание применения, учитываемые в других разделах кадастра, следует вычесть из оценок, полученных с помощью базового подхода. - По возможности, сравнить согласованность расчетов с максимальным содержанием углерода в топливных ресурсах, сжигаемых в стационарных источниках. Предполагаемые балансы углерода должны сохраняться по всей цепочке секторов, учитывающих сжигание.	Если использован подход Уровня 2 с коэффициентами для конкретного региона, сравнить результаты оценки, полученные с помощью подхода Уровня 1, с коэффициентами МГЭИК. Это сравнение может потребовать обобщения оценок выбросов по Уровню 2 с некоторыми разделами и группами видов топлива, по аналогии с подходов Уровня 1. Полученные расхождения должны быть исследованы и объяснены.
Проверка данных о деятельности	- Составителю кадастра следует составлять, если позволяют ресурсы, региональные энергетические балансы, выраженные в единицах массы, и энергетические балансы преобразующих топливо предприятий. Временные ряды статистических расхождений следует проверять на наличие систематических влияний (на которые указывают расхождения, постоянно имеющие один и тот же знак), а затем, по мере возможности, устранять эти влияния. - Составлять, если позволяют ресурсы, региональные балансы в единицах энергии и энергетические балансы преобразующих топливо предприятий. Следует проверять временные ряды статистических расхождений, а значения теплотворной способности подвергать перекрестной проверке с рекомендуемыми значениями. Статистические расхождения, которые отличаются в значительной степени по величине или знаку от соответствующих значений массы, являются свидетельством неверных значений теплотворной способности. - На крупных предприятиях, связанных со сжиганием топлива, в целях соблюдения законодательства о загрязнении, может осуществляться регулярный сбор статистических данных о выбросах и сжигании. Для обеспечения репрезентативности разработчик инвентаризации может по мере возможности использовать эти собранные на уровне предприятий данные для перекрестной проверки региональных статистических данных об энергетике. - В случае использования вторичных данных из региональных или национальных организаций необходимо удостовериться, чтобы организации пользовались надлежащими программами обеспечения и контроля качества.	
Проверка и пересмотр коэффициентов выбросов	Составлять региональные энергетические балансы, выраженные в единицах углерода, и углеродные балансы преобразующих топливо предприятий. Временные ряды статистических расхождений следует проверять. Статистические расхождения, которые отличаются в значительной степени по величине или знаку от соответствующих значений массы, являются свидетельством неверных значений содержания угле-	- В случае использования региональных коэффициентов выбросов сравнить их с рекомендуемыми значениями, объяснить и задокументировать существующие расхождения. - Сравнить используемые коэффициенты выбросов с коэффициентами на местном уровне или на

	рода. • Системы мониторинга на крупных установках по сжиганию топлива могут быть использованы для проверки коэффициентов выбросов и окисления, которые используются на конкретном предприятии. • В случае, если выбросы оцениваются на основании данных о потреблении топлива и о содержании углерода в топливе, содержание углерода в топливе следует регулярно проверять.	уровне предприятий, в случае их наличия. Такой вид сравнения позволит определить, насколько обоснован и представлен соответствующий региональный коэффициент.
Оценка прямых измерений	• Оценить контроль качества, связанный с измерениями потребления топлива на уровне конкретной установки, который используется для расчета конкретных для данного места коэффициентов выбросов и окисления. В случае если будет установлено, что контроль качества данных измерений и анализа, используемых для расчета соответствующего коэффициента, является недостаточным, продолжение использования данного коэффициента может быть под вопросом.	• В случае использования данных прямых измерений, следует установить, проводились ли измерения на местах в соответствии с признанными стандартными методами, включая процедуры обеспечения и контроля качества. Прямые измерения следует сравнивать с результатами, полученными при использовании рекомендуемых коэффициентов
Независимая проверка внешними экспертами	• Разработчик инвентаризации должен провести проверку с привлечением региональных и национальных экспертов и других участников из различных областей, имеющих отношение к выбросам из стационарных источников, для работы с такими элементами как: статистика энергетики, эффективность сжигания топлива в различных секторах и на различных видах оборудования, использование топлива и систем контроля выбросов.	

ГЛАВА 3 ВЫБРОСЫ ОТ ТРАНСПОРТА (СЖИГАНИЕ ТОПЛИВА МОБИЛЬНЫМИ ИСТОЧНИКАМИ)

3.1 ОБЩИЙ ОБЗОР

При сжигании разных видов моторного топлива транспортными средствами происходят прямые выбросы парниковых газов диоксида углерода (CO₂), метана (CH₄) и оксида диазота (N₂O). Выбросы других газов, образующихся при сжигании топлива в мобильных источниках, в региональном кадастре не учитываются. Структура источников, учитываемых в категории «Транспорт» сектора «Энергетика» приводится в таблице 3.1 и отражает разнообразие мобильных источников и ряд характеристик, влияющих на коэффициенты выбросов.

Таблица 3.1 – Категории источников выбросов парниковых газов сектора «Транспорт»

Код категории по Руководящим принципам МГЭИК (Межправительственная, 2006) и ее название				Содержание
1.A.3	Транспорт			Выбросы от сжигания и испарения топлива на всех видах транспорта. Выбросы от использования топлива, проданного для авиационного и водного транспорта, участвующего в международных перевозках (1.A.3.a.i и 1.A.3.d.i), должны исключаться из общих региональных выбросов. Эти выбросы должны быть включены в кадастр в виде справочной информации.
1.A.3	a	Гражданская авиация		Выбросы от международной и внутренней гражданской авиации, включая взлеты и посадки. Представление данных об эмиссии парниковых газов от всех используемых гражданских воздушных судов (при международных и внутренних полетах), участвующих в регулярном и чартерном коммерческом воздушном сообщении и осуществляющих перевозку пассажиров, и грузов. Выбросы парниковых газов от внутренних и международных авиаперевозок должны рассчитываться отдельно. Разделение на международные и внутренние полеты необходимо производить на основе мест взлета и посадки для каждого этапа полета, а не по национальной принадлежности авиакомпании. Исключается использование топлива для наземного транспорта, которое относится к категории 1.A.3.e «Прочие перевозки». Также исключается топливо для стационарного сжигания в аэропортах, эти данные следует отнести к соответствующей категории стационарного сжигания.
1.A.3	a	i	Международная авиация	Выбросы от международной авиации охватывают все полеты, выполняемые с территории Российской Федерации за рубеж, независимо от национальной принадлежности перевозчика.

Код категории по Руководящим принципам МГЭИК (Межправительственная, 2006) и ее название				Содержание
1.A.3	a	i i	Внутренняя авиация	Выбросы в результате деятельности внутренней авиации охватывают все полеты между аэропортами в пределах территории Российской Федерации, независимо от национальной принадлежности перевозчика.
1.A.3	b		Дорожный транспорт	Все выбросы при сжигании и испарении, происходящие при использовании топлива в наземных автотранспортных средствах, включая использование сельскохозяйственных транспортных средств на дорогах общего пользования.
1.A.3	b	i	Легковые автотранспортные средства	Выбросы от автомобилей, зарегистрированных в регионе как легковые транспортные средства, предназначенные, в первую очередь, для перевозки людей вместимостью до 12 человек
1.A.3	b	i	1 с окислительно-восстановительным нейтрализатором	Выбросы от легковых автомобилей с окислительно-восстановительным нейтрализатором.
1.A.3	b	i	2 без окислительно-восстановительного нейтрализатора	Выбросы от легковых автомобилей без окислительно-восстановительного нейтрализатора.
1.A.3	b	i i	Грузовые автотранспортные средства малой грузоподъемности	Выбросы от автомобилей, зарегистрированных в регионе как предназначенные, в первую очередь, для перевозки легких грузов. Максимальной массой до 3500 кг.
1.A.3	b	i i	1 с окислительно-восстановительным нейтрализатором	Выбросы от грузовых автомобилей с окислительно-восстановительным нейтрализатором.
1.A.3	b	i i	2 без окислительно-восстановительного нейтрализатора	Выбросы от грузовых автомобилей без окислительно-восстановительного нейтрализатора.
1.A.3	b	iii	Грузовые автотранспортные средства большой грузоподъемности и автобусы	Выбросы от любых транспортных средств, зарегистрированных в регионе, как грузовые АТС с максимальной массой от 3500 кг; автомобили вместимостью более 12 человек и автобусы.
1.A.3	b	iv	Мотоциклы	Выбросы от любых средств передвижения с мотором, перемещающихся не более чем на 3 касающихся поверхности колеса и весом до 680 кг.
1.A.3	b	v	Утечки и испарения от автомобилей	Сюда включаются утечки и испарения автомобильного топлива. Выбросы, происходящие при заправке автомобилей топливом, исключаются.
1.A.3	b	vi	Катализаторы на основе мочевины	Выбросы CO ₂ при использовании присадок на основе мочевины в каталитических конвертерах (выбросы не от сжигания).
1.A.3	c		Железнодорожный транспорт	Выбросы от железнодорожного транспорта, как от пассажирских, так и от грузовых перевозок
1.A.3	d		Водный транспорт	Выбросы при использовании топлива для водного транспорта. Выбросы парниковых газов от внутренних и международных перевозок необходимо рассчитывать отдельно, на основании порта отбытия и порта прибытия, а не по национальной принадлежности и флагу судна.

Код категории по Руководящим принципам МГЭИК (Межправительственная, 2006) и ее название				Содержание
1.A.3	d	i	Международный водный транспорт (Международное бункерное топливо)	Выбросы от водного транспорта, осуществляющего грузопассажирские перевозки с территории Российской Федерации за рубеж, независимо от национальной юрисдикции судна.
1.A.3	d	ii	Внутренний водный транспорт	Выбросы от водного транспорта, осуществляющего грузопассажирские перевозки в пределах территории РФ, независимо от национальной юрисдикции судна.
1.A.3	e		Прочие перевозки	Выбросы от сжигания топлива при любом из оставшихся видов транспортной деятельности, включая транспортировку по трубопроводу, наземное передвижение в аэропортах и гаванях, внедорожное передвижение, не относящееся к категории 1.A.4.c Сельское хозяйство или 1.A.2, Производственные отрасли и Строительство.
1.A.3	e	i	Трубопроводный транспорт	Связанные со сжиганием выбросы при работе насосных станций и техническом обслуживании трубопроводов. Распределение природного или заводского газа, воды или пара от дистрибьютора к потребителям исключается и относится к категориям 1.A.1.c.ii или 1.A.4.a.
1.A.3	e	ii	Внедорожный транспорт	Выбросы от других видов транспорта, кроме трубопроводного
Категории выбросов, расчет по которым проводится по методике, изложенной в главе 3, а отчет – в соответствующих категориях стационарного сжигания				
1.A.4	c	iii	Рыболовство (мобильное сжигание)	Выбросы от сжигания топлива при каботажном плавании, береговыми и глубоководными рыболовными судами. Данная категория включает выбросы от всех рыболовных судов, занимающихся рыболовством во внутренних территориальных водах, вне зависимости от того, под каким флагом они ходят.

3.2 ДОРОЖНЫЙ ТРАНСПОРТ

Категория «Дорожный транспорт» включает все типы автотранспортных средств, такие как легковые автомобили, грузовые автомобили малой грузоподъемности и большой грузоподъемности, автобусы, а также мотоциклы (включая мопеды, скутеры и мотоциклы с коляской). Данные транспортные средства работают на разных видах жидкого и газообразного топлива.

3.2.1 Методологические вопросы

Оценки выбросов от дорожного транспорта могут основываться на двух независимых наборах исходных данных: данных о потреблении топлива или данных о расстоянии, пройденном транспортным средством. В целом, первый подход (по потреблению топлива – всеми автотранспортными средствами (АТС) или с разделением по их классам) подходит для оценки выбросов CO₂, а второй (по пройденному расстоянию) подходит для оценки выбросов CH₄ и N₂O. Если доступны оба набора данных, важно проверять их сопоставимость, иначе оценки различных газов могут быть противоре-

чивыми. Проверку баланса топлива необходимо проводить и в случае, если все расчеты выбросов от автотранспорта проводятся по данным о километраже.

3.2.1.1 Выбор метода

ВЫБРОСЫ CO₂

Выбросы CO₂ лучше всего вычислять на основе количества и вида сожженного топлива и содержания в нем углерода. При оценке выбросов CO₂ от сжигания топлива дорожным транспортом, по аналогии со стационарным сжиганием, можно выделить 2 уровня расчетов. Метод Уровня 1 основан на количестве и типе сожженного топлива и рекомендуемых средних коэффициентах выбросов CO₂:

Формула 3.1 – Выбросы CO₂ от дорожного транспорта

$$E_{CO_2} = \sum_a [AD_a \cdot EF_a]$$

где:

E_{CO_2} – выбросы CO₂ (кг);

AD_a – данные о потреблении топлива типа a (ТДж);

EF_a – коэффициент выбросов для топлива типа a (кг/ТДж).

Коэффициент выбросов CO₂ рассчитывается по содержанию в топливе углерода, умноженному на 44/12;

a – тип топлива (например, бензин, дизтопливо, природный газ, сжиженный нефтяной газ и т.д.)

Рекомендуемый коэффициент выброса CO₂ рассчитывается с учетом содержания всего углерода в топливе, включая выбросы в виде CO₂, CH₄, CO, ЛНОС и твердых частиц.

Метод Уровня 2 аналогичен методу Уровня 1 и рассчитывается с использованием формулы 3.1, но только для расчета применяются региональные значения коэффициентов выбросов, базирующиеся на реальном содержании углерода в топливе, потребляемом в регионе в течение года. Метод Уровня 3 не используется из-за невозможности обеспечить лучшие результаты для CO₂, чем при использовании Уровня 2.

Для того, чтобы снизить неопределенности, следует сосредоточить усилия на оценке содержания углерода в моторном топливе и улучшении данных о количестве потребляемого автотранспортными средствами топлива. Еще одним важным компонентом неопределенности является использование моторного топлива для иных, чем дорожное движение, целей.

По методологии МГЭИК дополнительно проводится оценка выбросов от использования основанных на мочеvine присадок в каталитических конвертерах (выбросы, иные, чем от сжигания). Расчет выбросов в этой подкатегории основывается на информации о количестве основанных на мочеvine присадок, использованных в каталитических конвертерах и весовой доле мочевины в присадках. Однако, с учетом того, что данная технология нейтрализаторов в России в настоящее время не имеет широкого распространения, выбросы от этой подкатегории не рассчитываются. При необходимо-

сти, рекомендуется использовать методологию расчетов, представленную в разделе 3.2.1.1 Руководящих принципах МГЭИК (Межправительственная, 2006).

ВЫБРОСЫ CH_4 и N_2O

Выбросы CH_4 и N_2O гораздо сложнее оценить, чем выбросы CO_2 , потому что коэффициенты выбросов зависят от технологии, используемой транспортным средством, вида топлива и эксплуатационных характеристик автотранспортного средства. Однако данные о деятельности на основе километража и детализированные данные о потреблении топлива разными категориями транспортных средств могут быть значительно менее точными, чем общее количество потребленного топлива. Три альтернативных подхода могут использоваться для оценки выбросов CH_4 и N_2O от дорожных транспортных средств:

1. Уровень 1 – расчет по количеству сожженного топлива без разделения на классы автомобилей – использует данные о потребленном топливе и коэффициенты выбросов по типам моторного топлива и может быть использован, если невозможно оценить потребление топлива по категориям транспортных средств;
2. Уровень 2 – расчет по количеству сожженного топлива с разбиением по классам автомобилей – использует нормированные на единицу сожженного топлива коэффициенты выбросов, специфичные для каждой категории АТС;
3. Уровень 3 – расчет по пройденному расстоянию с разбиением на классы автомобилей – требует детальных данных для получения основанных на деятельности АТС коэффициентов выбросов для подкатегорий транспортных средств и может использовать модельные расчеты. Подкатегории транспортных средств основываются на видах транспортных средств, их возрасте и технологии контроля выбросов.

Выбор метода оценки выбросов CH_4 и N_2O должен быть основан на следующих факторах:

- являются ли выбросы CH_4 и N_2O от дорожного транспорта ключевой категорией. Если нет, то можно проводить расчет выбросов CH_4 и N_2O на основе данных о потребленном (проданном) топливе без разделения по классам АТС с использованием рекомендуемых коэффициентов выбросов по видам топлива (Уровень 1). Если это ключевая категория выбросов, следует использовать расчет по методу Уровня 2 или 3.
- если имеются доступные данные о разделении парка автотранспортных средств по видам, технологии контроля выбросов и используемому топливу, то они должны быть использованы для расчета выбросов по категориям АТС, на основе данных о деятельности (пройденного расстояния) с применением рекомендуемых коэффициентов выбросов или коэффициентов, специфичных для условий страны и региона, нормированных на пройденное расстояние для каждой категории АТС (Уровень 3).

При отсутствии таких данных, следует оценить:

- можно ли разделить данные о потреблении моторного топлива по использованию АТС различных категорий. Если да, то расчет выбросов проводится с использованием рекомендуемых коэффициентов выбросов или коэффициентов, специфичных для условий страны и региона, нормированных на расход топлива для каждой из используемых технологий контроля выбросов (Уровень 2).

Провести оценку по количеству потребляемого топлива, рассчитываемого исходя из удельных показателей потребления топлива на единицу пробега для различных категорий транспортных средств без наличия достаточных данных о структуре парка по категориям АТС, значительно труднее, чем оценить средний годовой пробег. Поэтому, если выбросы CH_4 и N_2O являются ключевой категорией источников региона, наиболее обоснованным представляется использование для проведения региональной инвентаризации выбросов от дорожного транспорта методом Уровня 3 и коэффициентов выбросов, соответственно приведенных к пробегу (кг/км).

Формула метода Уровня 1 для оценки выбросов CH_4 и N_2O от дорожных транспортных средств аналогично методу, используемому для оценки выбросов CO_2 и базируется на формуле 3.1, только коэффициент выбросов (EF_a) коэффициент выбросов CH_4 или N_2O (кг/ТДж). Для расчета по Уровню 2 для оценки выбросов CH_4 и N_2O от дорожных транспортных средств используется формула 3.2.

Формула 3.2 – Расчет выбросов CH_4 и N_2O по методу Уровня 2

$$E = \sum_{a,b,c} (AD_{a,b,c} \cdot EF_{a,b,c}),$$

где:

E – выбросы CH_4 или N_2O (кг);

EF – коэффициент выбросов CH_4 или N_2O (кг/ТДж);

AD – потребленное топливо (ТДж);

a – вид топлива (например, дизтопливо, бензин, природный газ или сжиженный нефтяной газ);

b – вид транспортного средства;

c – технология контроля выбросов (неконтролируемые, нейтрализатор и др.)

Вид транспортного средства должен соответствовать одной из указанных в таблице 3.1 категорий автодорожного транспорта, желательно также дальнейшее разбиение каждой из категорий по возрасту, технологии борьбы с выбросами, а топлива – по содержанию серы. Разбивка автопарка по возрасту позволяет определить экологические классы АТС в зависимости от года выпуска и страны – производителя АТС (для Уровней 2 и 3).

Принципиальное отличие метода Уровня 3 заключается в том, что расчет проводится по нормированию выбросов на пройденное расстояние с учетом выбросов при прогреве двигателя, условий эксплуатации (дороги, климат и т.д.). Формулу оценки выбросов CH_4 и N_2O по методу Уровня 3 от дорожных транспортных средств можно выразить следующим образом:

Формула 3.3 – Выбросы CH₄ и N₂O по Уровню 3

$$E = \sum_{a,b,c,d} (AD_{a,b,c,d} \cdot EF_{a,b,c,d}) + \sum_{a,b,c,d} C_{a,b,c,d},$$

где:

E – выбросы CH₄ или N₂O (кг);

$EF_{a,b,c,d}$ – коэффициент выбросов CH₄ или N₂O (кг/км);

$AD_{a,b,c,d}$ – пройденное расстояние (км);

$C_{a,b,c,d}$ – выбросы при запуске и прогреве двигателя (холодный пуск) (кг);

a – вид топлива (дизтопливо, бензин, природный газ, сжиженный нефтяной газ);

b – тип транспортного средства;

c – технология контроля выбросов (например, неконтролируемая, с нейтрализатором и т.д.);

d – условия эксплуатации (например, городские или сельские дороги, климат и прочие характеристики окружающей среды)

Выбросы при запуске и прогреве двигателя могут внести значительный вклад в общие выбросы от дорожных транспортных средств. Их следует включать в модели Уровня 3. Выбросы от холодного пуска могут быть подсчитаны разными способами.

При отсутствии данных необходимой детализации для расчета по Уровням 2 и 3, Руководящие принципы МГЭИК допускают использование моделей выбросов или транспортных модели, позволяющих рассчитать диапазон транспортных средств и технологий борьбы с выбросами, а также моделей оценки расстояния, пройденного каждым видом транспортных средств. Более детальное моделирование для оценки выбросов от дорожных АТС при использовании методологии Уровня 3 доступно при применении модели COPERT (<http://www.emisia.com/copert>) и методологии Руководств ЕМЕП/ЕАОС по инвентаризации – выбросов (<http://www.eea.europa.eu/ru/publications/emep-eea>). При проведении модельных расчетов необходимо четко документировать используемые расчеты и предположения. Пример использования подходов Уровня 2 и 3 для расчета выбросов от автотранспортных средств в России приведен в Приложении 3 Национального кадастра парниковых газов за 2009 год (Российская, 2009).

3.2.1.2 Выбор коэффициентов выбросов

Разработчик инвентаризации должен выбрать рекомендуемые коэффициенты выбросов по типам используемого топлива (Уровень 1) или коэффициенты по категориям автотранспортных средств с учетом специфики условий субъекта Российской Федерации или России в целом (Уровни 2 и 3). Выбор коэффициентов зависит от используемого уровня проведения расчетов и наличия необходимых исходных данных.

Выбросы CO₂

Коэффициенты выбросов CO₂ основываются на содержании углерода в топливе. Эффективная практика заключается в применении этого подхода с использованием, конкретных для России или субъекта Российской Федерации значений низшей теплотворной способности топлива и коэффициентов выбросов CO₂. Рекомендуемые коэф-

коэффициенты выбросов CO₂ приведены в таблице 3.2. Они могут быть использованы в том случае, если отсутствуют другие данные.

Таблица 3.2 – Коэффициенты выбросов CO₂ рекомендуемые для Уровня 1 и уровень их неопределенности

Вид топлива	Рекомендуемый коэффициент выброса (кг/ТДж)	Нижний предел величины	Верхний предел величины
Автомобильный бензин	69 300	67 500	73 000
Дизтопливо	74 100	72 600	74 800
Сжиженный нефтяной газ	63 100	61 600	65 600
Другие моторные топлива	71 900	70 800	73 700
Смазочные материалы	73 300	71 900	75 200
Сжатый природный газ ¹	54 400	54 300	58 300
Сжиженный природный газ ¹	54 400	54 300	58 300

¹Коэффициент выбросов для сжатого природного газа и сжиженного природного газа равен национальному коэффициенту выбросов от природного газа, разработанному для Национального кадастра выбросов парниковых газов (Российская, 2014).

Для Уровня 1, коэффициенты выбросов CO₂ предполагают 100-процентное окисление углерода, содержащегося в топливе, в процессе сжигания или непосредственно после него (для всех видов топлива и транспортных средств) независимо от того, выбрасывается ли CO₂ в виде собственно углекислого газа или в виде CH₄, CO, ЛНОС или в виде твердых частиц. При разработке коэффициентов выбросов CO₂ для Уровней 2 и 3 следует сохранять данный подход, т.к. выбросы CO и ЛНОС не учитываются в региональном кадастре парниковых газов.

Выбросы CH₄ и N₂O

Выбросы CH₄ и N₂O значительно зависит от технологии сжигания и борьбы с выбросами, используемой в транспортном средстве и, следовательно, рекомендуемые МГЭИК коэффициенты выбросов по видам топлива, представленные в таблице 3.3, имеют высокую неопределенность. Поэтому их использование возможно при расчете по Уровню 1 в случае, если выбросы CH₄ и N₂O от мобильных источников не являются ключевой категорией.

Если в регионе в качестве моторного топлива используется биотопливо, то для расчетов должны использоваться коэффициенты выбросов для конкретного биотоплива, а соответствующие выбросы CH₄ и N₂O должны включаться в суммарные выбросы парниковых газов в регионе. Методика оценки выбросов от сжигания биотоплива приведена в Руководящих принципах МГЭИК (Межправительственная, 2006).

Если выбросы CH₄ и N₂O от мобильных источников являются ключевыми категориями, следует использовать коэффициенты выбросов, детализированные по классам АТС и применяемой технологии контроля выбросов. Коэффициенты выбросов для

альтернативных видов топлива приведены в Таблице 3.4. Коэффициенты выбросов в таблицах 3.2 – 3.4 можно использовать в качестве начальных значений. В Таблице 3.5 приведены коэффициенты выбросов, нормированные на пройденное расстояние, с детализацией по классам АТС (Уровень 3), используемые в европейской модели расчета выбросов от дорожного транспорта (COPERT 4). Составителю кадастра рекомендуется свериться с другими источниками данных о коэффициентах выбросов, характерных для автотранспортных средств, используемых в России.²

Таблица 3.3 – Коэффициенты выбросов N₂O и CH₄, рекомендуемые МГЭИК для уровня 1, и их изменения (Межправительственная, 2006)

Вид топлива/Категория транспортных средств	CH ₄ (кг/ТДж)			N ₂ O (кг/ТДж)		
	Значение	Нижний предел изменения величины	Верхний предел изменения величины	Значение	Нижний предел изменения величины	Верхний предел изменения величины
Бензин – Неконтролируемые выбросы	33	9,6	110	3,2	0,96	11
Бензин – Окислительный каталитический нейтрализатор	25	7,5	86	8,0	2,6	24
Бензин – Грузовые АТС малой грузоподъемности	3,8	1,1	13	5,7	1,9	17
Дизельное топливо	3,9	1,6	9,5	3,9	1,3	12
Природный газ	92	50	1 540	3	1	77
Сжиженный нефтяной газ	62	Нет данных	Нет данных	0,2	Нет данных	Нет данных

Эффективная практика заключается в выборе или расчете коэффициентов выбросов на основе следующих критериев:

1. Вид топлива (бензин, дизтопливо, природный газ) с учетом, если это возможно, содержания серы.
2. Вид транспортного средства (например, легковые АТС, грузовые АТС малой грузоподъемности, грузовые АТС большой грузоподъемности и автобусы, мотоциклы)
3. Технология борьбы с выбросами, учитывая возраст АТС и страну производства.
4. Влияние условий эксплуатации (например, типа дорог – городские или сельские)

² Расчетные инструкции (методики) по инвентаризации выбросов загрязняющих веществ автотранспортными средствами и дорожно-строительными машинами в атмосферный воздух, доступны в Интернете по следующим ссылкам: <http://www.niiat.ru/publications/sborniki/> или http://www.niiat.ru/files/raschetnaya_instrukciya.pdf

Таблица 3.4 – Коэффициенты выбросов для альтернативных видов топлива, рекомендуемые МГЭИК (мг/км)

Вид транспортного средства и используемое топливо	Коэффициент выбросов N₂O	Коэффициент выбросов CH₄
Легковые АТС		
Метанол	39	9
Сжатый природный газ	27 – 70	215 – 725
Сжиженный нефтяной газ	5	24
Этанол	12 – 47	27 – 45
Тяжелый дизельный транспорт		
Метанол	135	401
Сжатый природный газ	185	5 983
Сжиженный природный газ	274	4 261
Сжиженный нефтяной газ	93	67
Этанол	191	1227
Автобусы		
Метанол	135	401
Сжатый природный газ	101	7 715
Этанол	226	1 292

Таблица 3.5 Коэффициенты выбросов для европейского бензинового и дизельного транспорта (мг/км) модель COPERT IV (Межправительственная, 2006)

Тип АТС	Топливо	Класс Евро	Коэффициент выброса N ₂ O (мг/км)				Коэффициент выброса CH ₄ (мг/км)			
			Городские дороги		Загородные дороги	Скоростные дороги	Городские дороги		Загородные дороги	Скоростные дороги
			Запуск	Ход			Запуск	Ход		
Легковые АТС	Бензин	Евро 0	10	10	6,5	6,5	201	131	86	41
		Евро 1	38	22	17	8.0	45	26	16	14
		Евро 2	24	11	4.5	2.5	94	17	13	11
		Евро 3	12	3	2	1.5	83	3	2	4
		Евро 4	6	2	0.8	0.7	57	2	2	4
	Дизельное топливо	Евро 0	0	0	0	0	22	28	12	8
		Евро 1	0	2	4	4	18	11	9	3
		Евро 2	3	4	6	6	6	7	3	2
		Евро 3	15	9	4	4	7	3	0	0
		Евро 4	15	9	4	4	0	0	0	0
	Сжиженный нефтяной газ	Евро 0	0	0	0	0	80		35	25
		Евро 1	38	21	13	8				
		Евро 2	23	13	3	2				
		Евро 3 и выше	9	5	2	1				
Грузовые АТС малой грузоподъемности	Бензин	Евро 0	10	10	6.5	6.5	201	131	86	41
		Евро 1	122	52	52	52	45	26	16	14
		Евро 2	62	22	22	22	94	17	13	11
		Евро 3	36	5	5	5	83	3	2	4
		Евро 4	16	2	2	2	57	2	2	0
	Дизельное топливо	Евро 0	0	0	0	0	22	28	12	8
		Евро 1	0	2	4	4	18	11	9	3
		Евро 2	3	4	6	6	6	7	3	2
		Евро 3	15	9	4	4	7	3	0	0
		Евро 4	15	9	4	4	0	0	0	0

Грузовые АТС большой грузоподъемности и автобусы	Бензин	Все технологии	6			6	6	140	110	70
	Дизельное топливо	Грузоподъемность <16 т	30			30	30	85	23	20
		Грузоподъемность >16 т	30			30	30	175	80	70
		Автобусы	30			30	30	175	80	70
	Компримированный природный газ	Менее Евро 4	—					5400		
		Евро 4 и выше						900		
2-х колесный транспорт	Бензин	< 50 см ³	1	1	1	1	219	219	219	219
		> 50 см ³ 2-х тактный	2	2	2	2	150	150	150	150
		> 50 см ³ 4-х тактный	2	2	2	2	200	200	200	200

3.2.1.3 Выбор данных о деятельности

Данные о деятельности могут быть представлены либо в виде данных о сжигании топлива, либо в виде пройденного километража.

Суммарное потребление топлива (Уровень 1)

Выбросы от дорожного транспорта следует учитывать там, где было продано топливо. Данные должны отражать то топливо, которое продано на территории региона. В России большая часть исходных данных, необходимых для расчета выбросов парниковых газов, поступает из Федеральной службы государственной статистики (Росстат), которая осуществляет сбор первичных данных, синтез и проверку точности данных, поступающих от субъектов хозяйственной деятельности. Например, информация о продаже бензина и дизельного топлива входит в отчетность по форме «1-автобензин (торг)» – Сведения о продаже и запасах автомобильного бензина. Данные о производстве и поставках на рынок автомобильного бензина и дизельного могут быть получены в Министерстве энергетики РФ, а о продажах моторного топлива – в Министерстве промышленности и торговли РФ. Для оценки топлива, потребляемого дорожными транспортными средствами, могут так же быть использованы другие данные регулярной статистической отчетности, представляемые в территориальные и федеральные органы Росстата.

В российской национальной статистике к моторным топливам относятся только три вида топлив: бензин, дизельное топливо и другие виды моторных топлив. Для расчета эмиссии парниковых газов некоторые другие топлива так же должны быть отнесены к моторным: в категориях водного и железнодорожного транспорта – это мазут, а в категории дорожного транспорта – сжиженный газ.

В национальном кадастре выбросов парниковых газов все моторное топливо, используемое в промышленности, коммерческом секторе, населением и в других отраслях экономики, отнесено к сектору 1.А.3 – Транспорт. Весь бензин, используемый в перечисленных отраслях экономики, отнесен при проведении оценок выбросов парниковых газов к подкатегории 1.А.3.а – Дорожный транспорт. Однако, составители кадастра парниковых газов субъектов Российской Федерации могут распределять потребление моторного топлива между транспортом и стационарными источниками в зависимости от имеющейся у них информации.

Следует собрать данные о других видах топлива, использующихся в регионе, менее распространенных и, обычно, не входящих в статистику продаж (например, сжиженный нефтяной газ, компримированный природный газ или биотопливо). При отсутствии или недостаточности данных о продажах топлива, следует использовать данные о его потреблении автотранспортными средствами в различных отраслях экономики. Первичные данные от субъектов хозяйственной деятельности поступают в Росстат (форма №4-ТЭР, 11-ТЭР), где они обобщаются и анализируются по отраслевому принципу. Следует помнить, что обязательной статистической отчетности подлежат только юридические лица (за исключением субъектов малого предпринимательства), в то время как большая часть парка принадлежит физическим лицам, не представляющим

статистическую отчетность. Информация по проданному топливу тоже может отсутствовать или быть ненадежной, т.к. дает ограниченную информацию о потреблении топлива на транспорте, особенно, автомобильном. В таком случае оценки объемов использования топлива должны проводиться на основании данных о размере и структуре парка автотранспортных средств, зарегистрированных в регионе.

Детализированные данные по категориям автотранспортных средств (Уровень 2 и 3)

Основными источниками статистики по транспорту для Российской Федерации являются статистические сборники Росстата «Транспорт Российской Федерации» и «Российский статистический ежегодник». Кроме того, информация о парке АТС, принадлежащих юридическим лицам, может быть получена из статистических форм Росстата:

- №1-ТР (автотранспорт) – «Сведения об автотранспорте и о протяженности ведомственных и частных автодорог»;
- №3-автотранс – «Сведения о наличии и использовании автомобильного транспорта»;
- №1-автотранс (срочная) с периодичностью составления в месяц и №2-автотранспорт (выборочное единовременное недельное обследование), направленных на получение сведений об объемах перевозок пассажиров и грузов юридическими лицами на коммерческой основе.

Однако наиболее полную и надежную информацию о численности, возрасте, технических характеристиках и техническом состоянии АТС предоставляет база данных ГУОБДД МВД РФ, в функции которого входит регистрация АТС.

Расчет по Уровню 3 имеет ряд преимуществ перед расчетом по Уровню 2, так как основным параметром является не потребленное топливо, а пройденное расстояние. Одним из отчетных показателей в форме №1-ТР (автотранспорт) является пробег, дифференцированный по видам топлива. На основании этой информации и дополнительных экспертных исследований можно оценить средний годовой пробег АТС. Методика оценки эксплуатационных норм расхода топлива автомобильным транспортом дана так же в Приложении к распоряжению Минтранса России от 14 марта 2008 г. № АМ-23-р «Методические рекомендации. Нормы расхода топлив и смазочных материалов на автомобильном транспорте».

Следует принять во внимание, что выбросы и пройденное расстояние каждый год варьируют согласно возрасту транспортного средства. Кроме того, некоторые транспортные средства могут быть преобразованы для работы с иными видами топлива, чем это предусмотрено в начальной конструкции. Необходимо также оценить долю не использующихся и технически неисправных АТС и исключить их из расчета. В подготовке данных для расчета выбросов парниковых газов по Уровням 2 и 3 и разделении автопарка на категории АТС, необходимые для расчета, может помочь привлечение экспертных оценок и использование модели COPERT (<http://www.emisia.com/copert>).

На основе полученной информации по парку транспортных средств определенной категории, доле технически исправного парка, доле простоя транспортных средств,

среднему пробегу на одно транспортное средство, оценивается суммарный пробег. Имея эксплуатационную норму расхода топлива на 100 км, можно оценить суммарный расход топлива по категориям АТС (Уровень 2) и в целом по видам топлива (для Уровня 1 и проверки баланса топлива).

3.2.1.4 Проверка достоверности и полноты данных о деятельности

Эффективная практика заключается в проверке следующих параметров перед использованием данных о продажах топлива:

- Убедиться, что данные об использовании топлива дорожными транспортом не включают данные для внедорожных перевозок и механизмов;
- Убедиться, что данные по использованию топлива в сельскохозяйственных целях не включено в статистику о потреблении (продажах) топлива;
- Проверить, используется ли топливо, проданное населению, в иных целях (например, как топливо для стационарных бойлерных);
- Уточнить, как регистрируется использование смазок в качестве присадок в двухтактных двигателях. Оно может регистрироваться как топливо для использования в дорожных перевозках или отдельно, как смазка.

Рекомендуются два альтернативных подхода для разделения топлива на дорожное и внедорожное использование:

- Для каждого основного вида топлива, оценить топливо, используемое каждым видом транспортного средства по данным пройденного километража. Разница между итогами по дорожным средствам передвижения и истинным потреблением относится к разделу внедорожного использования;
- Провести аналогичную оценку для каждого основного вида топлива, используемого внедорожным транспортом, по данным о видах внедорожного оборудования и его использования. Суммарное потребление моторного топлива тогда разделяется в полученной пропорции между дорожным и внедорожным транспортом.

Таким образом, составителям кадастра может потребоваться внести изменения в национальную статистику по использованию топлива дорожным транспортом для того, чтобы предотвратить недостаточность или избыточность в статистической отчетности и гарантировать использование данных только для отражения статистики об использовании топлива дорожным транспортом. *Эффективная практика* в таком случае заключается в перекрестной проверке, чтобы убедиться, что любое топливо, удаленное из статистики по дорожному использованию, добавлено в соответствующие разделы, и наоборот.

Для достоверности, если имеются данные о пройденном расстоянии, *эффективная практика* заключается в оценке использования топлива на основании данных о пройденном расстоянии. Первый шаг для этого является оценка потребления топлива (по видам топлива) каждым из классов автотранспортных средств (формула 3.4).

Формула 3.4 – Проверка потребления топлива

$$\begin{aligned} & \text{Оцененное потребление топлива} = \\ & = \sum_{i,j,t} [\text{Количество АТС}_{i,j,t} * \text{Расстояние}_{i,j,t} * \text{Потребление}_{i,j,t}] \end{aligned}$$

где:

Оцененное потребление топлива – общее оцененное потребление топлива на основе данных о пройденном расстоянии (кг);

Количество АТС – количество АТС категории i использующих топливо j на дорогах вида t (шт.);

Расстояние – годовое пройденное расстояние на каждое транспортное средство категории i , использующих топливо j на дорогах вида t (км);

Потребление – среднее потребление топлива (кг/км) каждым транспортным средством категории i использующих топливо j на дорогах вида t ;

i – категория транспортного средства (например, автомобиль, автобус);

j – вид топлива (например, бензин, дизтопливо, природный газ, СНГ);

t – вид дороги (например, городская, загородная, скоростная).

Если данные о пройденном расстоянии для разных видов дорог отсутствуют, это уравнение должно быть упрощено с помощью удаления вида дороги « t ». Для более детальных оценок также возможно включение дополнительного топлива, использованного в фазе холодного пуска.

Эффективная практика заключается в сравнении статистики по проданному топливу, использованной в подходе уровня 1, с результатами расчета по формуле 3.4 и анализе любых различий и выявлении того, какие данные отличаются более высоким качеством.

Данные о пройденном расстоянии для средств передвижения по видам и по топливу являются важным обоснованием для расчетов высших уровней по выбросам CH_4 и N_2O от дорожных перевозок. Таким образом, может появиться необходимость в корректировке данных о пройденном расстоянии для их совместимости с данными о продажах топлива перед выполнением оценки выбросов CH_4 и N_2O . Составителям кадастра следует полагаться на собственное решение о выборе наилучшего способа корректировки данных о пройденном расстоянии. Во всяком случае, корректировки должны быть хорошо документированы и проверены.

3.3 ВНЕДОРОЖНЫЙ ТРАНСПОРТ

Категория внедорожного транспорта (1.А.3.е.ii в таблице 3.1) включает транспортные средства, используемые в сельском хозяйстве, в строительстве и техобслуживании, обеспечении промышленных предприятий и в жилом секторе. К этой категории относятся средства земного обеспечения в аэропортах, сельскохозяйственные тракторы и другие машины, бензопилы, погрузчики и снегоходы. Во внедорожном оборудовании и транспорте используются дизельные и бензиновые двигатели, двухтактные и четырехтактные бензиновые двигатели.

3.3.1 Методологические вопросы

3.3.1.1 Выбор метода

Существует три методологических приема для оценки выбросов CO_2 , CH_4 и N_2O от сжигания внедорожными мобильными источниками: Уровни 1, 2, 3. В зависимости от имеющихся данных, расчет выбросов может быть выполнен

- По данным об общем потреблении топлива внедорожными транспортными средствами с детализацией по видам топлива (Уровень 1).
- По данным о потреблении топлива с детализацией по видам топлива и категориям внедорожных транспортных средств (Уровень 2).
- По данным о деятельности внедорожных транспортных средств: количестве часов использования оборудования и зависящих от оборудования параметрах, таких, как номинальная мощность, коэффициент загрузки (Уровень 3).

Предпочтительным методом определения выбросов CO_2 является расчет с использованием данных о потреблении каждого вида топлива и специфичных для страны или региона коэффициентов выброса, основанных на реальном содержании углерода в потребляемом топливе. Однако могут возникнуть трудности при получении данных о потреблении топлива в связи с количеством и разнообразием внедорожных транспортных средств и оборудования и способов их использования. Более того, статистические данные о потреблении топлива для внедорожных транспортных средств не часто собираются и публикуются.

Для методов Уровней 1 и 2 применяется та же методология расчетов, что и для дорожных транспортных средств. Она подробно описана в разделе 3.2. При использовании уровня 3, выбросы могут быть оценены по ежегодным данным о количестве часов работы оборудования и его параметрам, таким как возраст, номинальная мощность, коэффициент загрузки и коэффициенты выбросов в зависимости от мощности. Для внедорожных транспортных средств эти данные могут собираться не систематически, и могут понадобиться их комбинирование, предположения и экспертные оценки для восполнения пробелов. Формула 3.5 описывает методологию Уровня 3:

Формула 3.5 – Оценка выбросов с помощью Уровня 3

$$E = \sum_{i,j} [AD_{ij} \cdot t_{ij} \cdot p_{ij} \cdot k_{ij} \cdot EF_{ij}]$$

где:

E – выбросы парниковых газов (кг);

AD_{ij} – количество транспортных средств в категории i (шт.);

t_{ij} – ежегодное количество часов использования транспортного средства i (ч);

p_{ij} – средняя номинальная мощность транспортных средств в категории i (кВт);

k_{ij} – стандартный коэффициент загрузки транспортного средства i (от 0 до 1);

EF_{ij} – средний коэффициент выбросов при использовании топлива j в транспортном средстве категории i (кг/кВт-час);

i – тип внедорожного транспортного средства; j – вид используемого топлива.

Более детальное моделирование для оценки внедорожных выбросов при использовании методологии Уровня 3 доступно при применении модели COPERT

(<http://www.emisia.com/copert>) и методологии Руководств ЕМЕП/ЕАОС по инвентаризации – выбросов (<http://www.eea.europa.eu/ru/publications/emep-eea>).

3.3.1.2 Выбор коэффициентов выбросов

Рекомендуемые для уровня 1 коэффициенты выбросов CO₂, CH₄ и N₂O и пределы их изменений приведены в таблице 3.6. Для Уровней 2 и 3 должны использоваться национальные и (или) региональные коэффициенты выбросов. Такие коэффициенты содержатся в методике CORINAIR (<http://www.eea.europa.eu/ru/publications/emep-eea>) или российских методиках оценки выбросов от внедорожного транспорта.³

Таблица 3.6 – Рекомендуемые коэффициенты выбросов для внедорожного транспорта и оборудования, кг/ТДж (Межправительственная, 2006)

Сфера применения внедорожного транспорта	CO ₂			CH ₄			N ₂ O		
	Рекомендуемая величина коэффициента	Нижний предел величины	Верхний предел величины	Рекомендуемая величина коэффициента	Нижний предел величины	Верхний предел величины	Рекомендуемая величина коэффициента	Нижний предел величины	Верхний предел величины
Дизельное топливо									
Сельское хозяйство	74 000	72 600	74 800	4,15	1,67	10,4	28,6	14,3	85,8
Лесное хозяйство	74 000	72 600	74 800	4,15	1,67	10,4	28,6	14,3	85,8
Промышленность	74 000	72 600	74 800	4,15	1,67	10,4	28,6	14,3	85,8
Домашнее хозяйство	74 000	72 600	74 800	4,15	1,67	10,4	28,6	14,3	85,8
Автомобильный бензин для четырехтактных двигателей									
Сельское хозяйство	69 300	67 500	73 000	80	32	200	2	1	6
Лесное хозяйство	69 300	67 500	73 000						
Промышленность	69 300	67 500	73 000	50	20	125	2	1	6
Домашнее хозяйство	69 300	67 500	73 000	120	48	300	2	1	6
Автомобильный бензин для двухтактных двигателей									
Сельское хозяйство	69 300	67 500	73 000	140	56	350	0,4	0,2	1,2
Лесное хозяйство	69 300	67 500	73 000	170	68	425	0,4	0,2	1,2
Промышленность	69 300	67 500	73 000	130	52	325	0,4	0,2	1,2
Домашнее хозяйство	69 300	67 500	73 000	180	72	450	0,4	0,2	1,2

³ Расчетные инструкции (методики) по инвентаризации выбросов загрязняющих веществ автотранспортными средствами и дорожно-строительными машинами в атмосферный воздух. Доступны в Интернете по адресу: <http://www.niiat.ru/publications/sborniki/> или http://www.niiat.ru/files/raschetnaya_instrukciya.pdf).

3.3.1.3 Выбор данных о деятельности

Статистические данные о потреблении топлива для внедорожных транспортных средств часто отсутствуют. Существующая форма Росстата для дорожно-строительной техники «Сведения о наличии основных строительных машин» (форма №12-строительство), представляется юридическими лицами и их подразделениями (кроме субъектов малого предпринимательства) территориальному органу Росстата. В ней отражена информация о структуре и количестве дорожной и строительной техники, которая эксплуатируется на предприятии. Данные о деятельности внедорожного транспорта могут быть включены в статистику продаж или потребления моторных топлив. Для получения более полных данных, необходимых для оценки доли топлива, использованного внедорожными транспортными средствами, рекомендуется проводить специальные исследования.

3.3.1.4 Полнота

Дублирования данных о деятельности дорожных и внедорожных транспортных средств следует избегать. Проверка данных о потреблении топлива должна следовать принципам, изложенным в разделе 3.2.1.3. Смазки должны учитываться на основании использования их во внедорожных транспортных средствах. Смазки, смешанные и сожженные с автомобильным бензином должны включаться в данные о потреблении топлива. Прочие виды использования смазок описаны в главе 5 тома 3.

3.4 ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫЙ ТРАНСПОРТ

Основные выбросы на железнодорожном транспорте связаны с эксплуатацией локомотивов. Существует 3 типа железнодорожных локомотивов: дизельные, электрические или паровые. В дизельных локомотивах, как правило, используются дизельные двигатели к комбинации с генераторами переменного тока для производства электричества, необходимого для подпитки тягового электрического двигателя. Дизельные локомотивы делятся на маневровые, дрезины и тяговые локомотивы. Маневровые локомотивы оборудованы дизельными двигателями с номинальной мощностью от 200 до 2000 кВт. Дрезины в основном используются на коротких дистанциях, например, в городском и пригородном сообщении. Они оборудованы дизельными двигателями с номинальной мощностью от 150 до 1000 кВт. Маневровые локомотивы используются на длинных дистанциях – для перевозки, как пассажиров, так и грузов. Они оборудованы дизельными двигателями с номинальной мощностью от 400 до 4000 кВт.

Электрические локомотивы работают на электроэнергии, производимой стационарными электростанциями, так и другими источниками. Выбросы, связанные с производством электроэнергии стационарными электростанциями рассматриваются в главе «Сжигание топлива стационарными источниками». Паровые локомотивы используются очень ограниченно, преимущественно как туристические аттракционы, и, соответственно, их вклад в выбросы парниковых газов незначителен. В целях полноты кадастра, их выбросы могут быть оценены с помощью подхода, для оценки выбросов от обычных

парогенераторов, который приведен в главе «Сжигание топлива стационарными источниками».

3.4.1 Методологические вопросы

3.4.1.1 Выбор метода

Существует три уровня методологий оценки выбросов CO₂, CH₄, и N₂O от железнодорожного транспорта.

Для выбросов CO₂:

- Уровень 1 – выбросы оцениваются формуле 3.6 с помощью зависящих от топлива рекомендуемых коэффициентов выбросов, представленных в таблице 3.7 с предположением, что все топливо одного вида потреблено локомотивами одного типа.
- Уровень 2 – выбросы оцениваются с использованием формулы 3.6 с учетом национальных или региональных данных о содержании углерода в топливе.

Метод Уровня 3 применительно к оценке выбросов CO₂ не рассматривается.

Для выбросов CH₄ и N₂O:

- Уровень 1 – выбросы оцениваются с помощью зависящих от топлива рекомендуемых коэффициентов выбросов, представленных в таблице 3.7, с предположением, что все топливо одного вида потреблено локомотивами одного типа.
- Уровень 2 – выбросы оцениваются с использованием формулы 3.7 с учетом национальных или региональных данных о содержании углерода в топливе.
- Уровень 3 применяется при наличии необходимых данных. Метод Уровня 3 предполагает использование моделей потребления топлива каждым видом двигателей и типом поездов, учитывающих зависимость коэффициентов выбросов от загрузки. Для расчета нужны данные о потреблении топлива, которые могут быть разделены на категории железнодорожных транспортных средств, в соответствии с параметрами типичных рейсов (например, грузовых, межрегиональных или местных пассажирских) и пройденного пути с детализацией по типам поездов. Существует ряд моделей оценки выбросов от локомотивов, которые можно использовать (например, RAILI, <http://lipasto.vtt.fi/railie/index.htm> и NONROAD, <http://www.epa.gov/otaq/nonrdmdl.htm>). Подробное описание метода Уровня 3 приводится в Руководящих принципах МГЭИК (Межправительственная, 2006).

Формула 3.6 - Расчет выбросов от локомотивов по методу Уровня 1

$$E = \sum_j (AD_j \cdot EF_j)$$

Формула 3.7 - Расчет выбросов CH₄ и N₂O от локомотивов по методу Уровня 2

$$E = \sum_{i,j} (AD_{ij} \cdot EF_{ij})$$

где:

E – выбросы парниковых газов, кг;

AD – потребление топлива, ТДж;

EF – коэффициент выбросов по типу топлива, кг/ТДж;

i – тип локомотива;

j – вид топлива.

3.4.1.2 Выбор коэффициентов выбросов

В таблице 3.7 приведены рекомендуемые МГЭИК коэффициенты выбросов CO_2 , CH_4 и N_2O для метода Уровня 1 и пределы изменения их величин (Межправительственная, 2006). В зависимости от параметров двигателя, коэффициенты выбросов других, кроме CO_2 , газов могут быть скорректированы согласно формуле 3.8 при помощи поправочных коэффициентов загрязняющих веществ. Рекомендуемые поправочные коэффициенты для разных типов двигателей с неконтролируемыми выбросами приведены в таблице 3.8 (Межправительственная, 2006). Рекомендуемая величина коэффициента выбросов CH_4 может быть увеличена на 1,5 процента в год, чтобы учесть амортизацию двигателя.

Формула 3.8 – Поправочные коэффициенты для корректировки выбросов CH_4 и N_2O в зависимости от типа двигателя

$$EF_{i, \text{дизель}} = CF_i \cdot EF_{\text{рекомендуемый, дизель}}$$

где:

$EF_{i, \text{дизель}}$ – зависящий от двигателя коэффициент выбросов для локомотива типа i , кг/ТДж;

CF_i – поправочный коэффициент для оценки выбросов CH_4 и N_2O от локомотива типа i , безразмерный;

$EF_{\text{рекомендуемый, дизель}}$ – рекомендуемый коэффициент выбросов для дизельного топлива (применяется к CH_4 , N_2O), кг/ТДж.

Таблица 3.7 – Коэффициенты выбросов для наиболее распространенных видов топлива, используемых железнодорожным транспортом, кг/ТДж (Межправительственная, 2006)

Парнико- вый газ	Вид топлива					
	Дизельное топливо			Полубитуминозный уголь		
	Рекомендуе- мая величина коэффициен- та	Нижний предел вели- чины	Верхний предел вели- чины	Рекомендуе- мая величина коэффициен- та	Нижний предел вели- чины	Верхний предел вели- чины
CO_2	74 100	72 600	74 800	96 100	72 800	100 000
CH_4	4,15	1,67	10,4	2	0,6	6
N_2O	28,6	14,3	85,8	1,5	0,5	5

Таблица 3.8 – Весовой коэффициент загрязнения для двигателя с параметрами неконтролируемых выбросов, безразмерный (Межправительственная, 2006)

Тип двигателя	Парниковый газ	
	CH ₄	N ₂ O
Безнаддувный прямой впрыск	0,8	1,0
Турбонаддувный прямой впрыск/Турбонаддувный прямой впрыск с промежуточным охлаждением	0,8	1,0
Безнаддувный прямой предкамерный впрыск	1,0	1,0
Турбонаддувный прямой предкамерный впрыск	0,95	1,0
Турбонаддувный прямой предкамерный впрыск с промежуточным охлаждением	0,9	1,0

3.4.1.3 Выбор данных о деятельности

Для оценки выбросов CO₂ с помощью методов Уровней 1 и 2 необходимы данные о потреблении топлива на региональном уровне. Для оценки выбросов CH₄ и N₂O с помощью Уровня 2, необходимы данные по типам локомотивов. Подход Уровня 3 требует данных о расходе топлива на километр и рабочий цикл. Для расчета также требуется информация о парке локомотивов (с детализацией по возрасту и мощности), их пробеге и грузоподъемности, ежегодной продолжительности использования и сроке службы, средней номинальной мощности в лошадиных силах и о коэффициенте загрузки.

Железнодорожные и локомотивные компании могут предоставить данные о потреблении топлива локомотивами при линейных перевозках и маневрах. Вклад маневровых локомотивов, скорее всего, очень мал. Если данные о годовом потреблении топлива отдельно для маневровых локомотивов отсутствуют, его можно оценить на основе информации о количестве локомотивов, удельном дневном потреблении топлива и продолжительности их эксплуатации (формула 3.9):

Формула 3.9 - Оценка потребления топлива маневровыми локомотивами

$$AD = N \cdot C \cdot n$$

где:

AD – годовое потребление топлива маневровыми локомотивами, кг;

N – количество маневровых локомотивов, шт;

C – среднеедневное потребление топлива, кг/д;

n – количество дней использования каждого локомотива в год (ед.)

Количество маневровых локомотивов можно узнать от железнодорожных компаний. Если среднее потребление топлива в день неизвестно, можно использовать рекомендуемое значение 863 литра в день. Количество дней работы обычно равно 365. Если данные для некоторых маневровых локомотивов отсутствуют, расчет выбросов можно сделать на основе потребления топлива локомотивами дальней перевозки.

В случае использования подходов более высокого уровня, следует проверять согласование данных о потреблении топлива, используемых для расчета выбросов CO_2 с данными о деятельности, используемыми для CH_4 и N_2O .

3.4.1.4 Полнота

Дизельное топливо – наиболее часто используемый вид топлива на железных дорогах, однако составители кадастра должны быть очень внимательны, чтобы не пропустить или не учесть дважды другие виды топлива, которые могут использоваться в дизельных локомотивах. В некоторых типах двигателей локомотивов дизтопливо может использоваться в смеси с топочным мазутом, горючими маслами или другими дистиллятами и синтетическим топливом. Дизельные локомотивы могут также сжигать природный газ или уголь. Хотя эти источники энергии могут быть «мобильными», методы оценки выбросов от сжигания топлива для обогрева описываются в главе «Сжигание топлива стационарными источниками». Кроме того, составители кадастра должны избегать недоучета или двойного учета выбросов от энергии, используемой для отопления вагонов на железных дорогах. Дизельные локомотивы также потребляют значительные количества смазочных масел. Выбросы, связанные с потреблением смазочных масел отнесены к сектору «Производственные процессы». Если невозможно разделить данные об эксплуатации локомотивов от других видов использования топлива на железнодорожном транспорте, *эффективная практика* заключается в том, чтобы отметить это во всех отчетах о кадастре и в таблицах о выбросах парниковых газов.

3.5 ВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

Основным парниковым газом, который образуется в результате сжигания топлива водным транспортом, является диоксид углерода. Метан и оксид диазота образуются в значительно меньших количествах, чем CO_2 , и величины их выбросов в основном зависят от режима работы двигателя.

3.5.1 Методологические вопросы

Выбросы парниковых газов от внутренних и международных рейсов необходимо рассчитывать раздельно. Разделение на международные и внутренние (каботажные) перевозки необходимо проводить на основании порта отбытия и порта прибытия, а не по национальной принадлежности и флагу судна. Выбросы от международных рейсов охватывают грузопассажирские перевозки с территории Российской Федерации за рубеж, независимо от национальной юрисдикции судна. При этом выбросы, образующиеся в результате грузопассажирских перевозок из зарубежных стран в РФ, учету не подлежат. Выбросы от внутренних рейсов охватывают грузопассажирские перевозки в пределах территории РФ независимо от национальной юрисдикции судна. Данные об эмиссии от топлив, использованных в международных морских и речных перевозках, не включаются в общие объемы выбросов субъектов Российской Федерации. В региональных кадастрах они представляются в качестве справочной информации.

3.5.1.1 Методика расчета

Существуют два методологических уровня для оценки выбросов CO₂, CH₄ и N₂O от водного транспорта. Метод Уровня 1 является самым простым, поскольку требует данные об использованном топливе и удельные коэффициенты выбросов, рекомендуемые МГЭИК (Межправительственная, 2006). Метод Уровня 2 также требует данные об использованном топливе, а также удельные коэффициенты выбросов в зависимости от вида топлива, типа двигателя судна и режима его работы.

УРОВЕНЬ 1

Расчет выбросов парниковых газов производится на основе региональных данных о потреблении топлива водным транспортом при внутренних/международных морских и речных перевозках по формуле 3.10. Рекомендуемые МГЭИК коэффициенты выбросов приведены в таблицах 3.9 и 3.10.

Формула 3.10 – Расчет выбросов парниковых газов от водного транспорта

$$E_i = \sum_a (FC_{aDOM/INT} \cdot CF_{aTCE} \cdot CF_{aNCV} \cdot EF_i)$$

где:

E_i – величина выброса парникового газа i , т;

$FC_{aDOM/INT}$ – потребление топлива вида a (мазут, дизельное топливо) при внутренних (DOM) или международных (INT) морских и речных перевозках, т;

CF_{aTCE} – коэффициент пересчета в тонны условного топлива в угольном эквиваленте по виду топлива a , т.у.т./т;

CF_{aNCV} – коэффициент пересчета в теплотворную способность по виду топлива a , ТДж/т.у.т.;

EF_i – коэффициент эмиссии i -го парникового газа, т/ТДж.

Коэффициенты пересчета исходных данных в тонны условного топлива в угольном эквиваленте и в энергетические единицы по видам топлива представлены в общем разделе Методических рекомендаций.

УРОВЕНЬ 2

Метод уровня 2 требует детализированные региональные данные о потреблении топлива по отдельным типам морских и речных судов и видам топлива. Методика уровня 2 детально описана в томе 2 Руководящих принципов МГЭИК (Межправительственная, 2006).

3.5.1.2 Выбор коэффициентов выбросов

Рекомендуемые МГЭИК коэффициенты выбросов для диоксида углерода (при окислении углерода 100%) в зависимости от вида топлива приведены в таблице 3.9. Для других, кроме CO₂, парниковых газов рекомендуемые МГЭИК коэффициенты выбросов для Уровня 1 приводятся в таблице 3.10 (Межправительственная, 2006).

Таблица 3.9 – Коэффициенты выбросов CO₂ для водного транспорта, кг/ТДж (Межправительственная, 2006)

Топливо		Рекомендуемая величина коэффициента выбросов
Бензин		69 300
Другие виды керосина		71 900
Газойль/дизтопливо		74 100
Топочный мазут		77 400
Сжиженный нефтяной газ		63 100
Другие нефте-продукты	Нефтезаводской газ	57 600
	Твердые парафины	73 300
	Уайт-спирит и СОТК	73 300
	Другие нефтепродукты	73 300
Природный газ		56 100

Таблица 3.10 – Коэффициенты выбросов CH₄ и N₂O для водного транспорта, кг/ТДж (Межправительственная, 2006)

Категория источника	Парниковый газ	
	CH ₄	N ₂ O
Морские суда	7	2

Коэффициенты выбросов для расчетов по Уровню 2 должны определяться на основании исследований видов топлива и типов двигателей внутреннего сгорания конкретных судов.

3.5.1.3 Выбор данных о деятельности

Для оценки выбросов парниковых газов от водного транспорта необходимы региональные данные о потреблении по видам топлива (Уровень 1) и типам эксплуатируемых судов (Уровень 2). Кроме того, выбросы от внутреннего водного транспорта должны учитываться отдельно от международной навигации, что требует дополнительной детализации данных с учетом направления плавания. При разделении рейсов на внутренние и международные необходимо руководствоваться критериями, приведенными в таблице 3.11. При заходах в более чем два порта критерии определения международного или внутреннего сегмента перевозок водным транспортом применяются к каждому сегменту рейса по отдельности. Эффективной практикой для регионов считается использование данных о деятельности, согласующихся с приведенными в таблице 3.11 определениями.

Ниже перечислены несколько возможных источников данных о потреблении топлива:

1. Администрации морских портов России;
2. Таможенная служба России;
3. Ространснадзор;

4. Территориальные органы государственной статистики (Росстат);
5. Годовые отчеты:
 1. судоходных компаний (включая паромы и грузовые перевозки);
 2. поставщиков топлива (например, количество топлива, поставленного бункеровочной службой порта);
 3. администраций портов;
 4. рыболовецких компаний.

Для полного охвата судоходной деятельности нужно комбинировать различные источники данных.

Таблица 3.11 – Критерии для определения международного или внутреннего водного транспорта (Применяются к каждому сегменту рейса с заходом в более чем два порта)

Тип рейса между двумя портами	Внутренний	Международный
Отход – порт РФ, прибытие – порт РФ	Да	Нет
Отход – порт РФ, прибытие – иностранный порт	Нет	Да

3.5.2 Оценка неопределенности

Коэффициенты выбросов

Точность расчетов определяется точностью исходных данных и поправочных коэффициентов. Неопределенность коэффициентов выбросов CO₂ для разных видов топлив достаточно точно определена, поскольку они зависят в основном от содержания углерода в определенном виде топлива. Например, значение неопределенности для дизельного топлива равно $\pm 1,5\%$, а для топочного мазута – $\pm 3\%$. Однако неопределенность коэффициентов выбросов CH₄ и N₂O гораздо выше. Неопределенность коэффициентов выбросов CH₄ может достигать $\pm 50\%$. Неопределенность коэффициента выбросов N₂O может составлять от -40 до $+140\%$ (Межправительственная, 2006).

Данные о деятельности

При наличии точных данных о потреблении топлива водным транспортом, основанных на оценках Таможенной службы России, администраций морских портов и участников рынка морской бункеровки, неопределенность данных о деятельности не большая и составляет $\pm 7\%$. В то же время, при сложности разграничения потребления топлива на внутренний и международный сегменты, неопределенность оценок может быть значительной (например, $\pm 50\%$).

3.6 ГРАЖДАНСКАЯ АВИАЦИЯ

В гражданской авиации выбросы парниковых газов происходят в результате сжигания топлива (реактивного керосина и бензина) двигателями воздушных судов. Основными компонентами авиационной эмиссии являются диоксид углерода и водяной пар. Выбросы N₂O и CH₄ малы или отсутствуют, однако подлежат учету. Региональная отчетность о выбросах от гражданской авиации включает представление данных об эмиссии парниковых газов от всех используемых гражданских воздушных судов (при

международных и внутренних полетах), участвующих в регулярном и чартерном коммерческом воздушном сообщении и осуществляющих перевозку пассажиров, и грузов. Выбросы парниковых газов зависят от количества авиационных операций, характеристик и режимов работы авиационных двигателей, вида использованного топлива и длительности рейса.

3.6.1 Методологические вопросы

Выбросы парниковых газов от внутренних и международных авиаперевозок должны рассчитываться отдельно. Разделение на международные и внутренние полеты необходимо производить на основе мест взлета и посадки для каждого этапа полета, а не по национальной принадлежности авиакомпании. Выбросы в результате деятельности внутренней гражданской авиации, охватывают все полеты между двумя аэропортами в пределах территории России, независимо от национальной принадлежности перевозчика. Выбросы от международной авиации охватывают все полеты, выполняемые с территории Российской Федерации за рубеж, независимо от национальной принадлежности перевозчика. Данное правило применяется и к отдельным этапам полетов с более чем одним взлетом и посадкой. При этом выбросы, образующиеся в результате авиаперевозок из зарубежных стран в РФ, учету не подлежат. Данные об эмиссии от топлив, использованных в международных авиационных перевозках, не включаются в общие объемы региональных выбросов. В региональных кадастрах они представляются в качестве справочной информации.

3.6.1.1 Методика расчета

Существуют три методологических уровня для оценки авиационных выбросов CO₂, CH₄ и N₂O. Уровень 1 предполагает расчет выбросов парниковых газов с использованием общих данных об израсходованном авиацией топливе и рекомендуемых МГЭИК коэффициентов пересчета и коэффициентов выбросов. Использование Уровня 2 требует дополнительной информации о количестве взлетов и посадок по отдельным типам самолетов, а Уровня 3 – полных сведений о движении воздушных судов и работе их двигателей. Выбор и использование метода расчета зависят, в основном, от имеющихся исходных данных. Независимо от выбранного уровня, эмиссия парниковых газов от воздушных судов должна быть рассчитана для национальных и иностранных авиакомпаний, осуществляющих внутренние и международные перевозки, по типам используемых топлив.

УРОВЕНЬ 1

Расчет выбросов парниковых газов от воздушных судов по уровню 1 производится по формуле 3.11:

Формула 3.11 – Расчет выбросов парниковых газов в гражданской авиации

$$E_i = \sum_a (FC_{a \text{ DOM / INT}} \cdot EF_{a \text{ TCE}} EF_{a \text{ NCV}} \cdot EF_{i,a \text{ default}})$$

где:

E_i – эмиссия парникового газа i , т;

$FC_{a\ DOM/INT}$ – общая масса израсходованного топлива вида a при внутренних (DOM) или международных (INT) авиаперевозках, т;

$EF_{a\ TCE}$ – коэффициент пересчета в тонны условного топлива в угольном эквиваленте по виду топлива a , т.у.т/т;

$EF_{a\ NCV}$ – коэффициент перевода в энергетические единицы по виду топлива a , ТДЖ/т.у.т;

$EF_{i,a\ default}$ – коэффициент выбросов парникового газа i по виду топлива a , т/ТДЖ.

Метод уровня 1 применим для двигателей самолетов, использующих как авиационный бензин, так и реактивные топлива. Коэффициенты пересчета в тонны условного топлива в угольном эквиваленте и в энергетические единицы по видам топлива представлены в общем разделе Методических рекомендаций. В случае отсутствия региональной статистической отчетности, потребление топлива российскими и иностранными авиаперевозчиками при внутренних и международных перелетах можно оценить с помощью методики на основе региональных данных о налете самолето-часов российскими и иностранными авиакомпаниями в пределах территории Российской Федерации и за рубежом. Величина общей массы использованного топлива рассчитывается на основе региональных данных о налете самолето-часов и среднем часовом расходе топлива по отдельным типам пассажирских и грузовых воздушных судов по уравнению 3.12. Данные средне-часового расхода топлива отдельными типами воздушных судов приведены в таблице 3.12. Если не отмечено отдельно, видом топлива, используемым воздушными судами в таблице 3.12, является реактивный керосин.

Уравнение 3.12 – Расчет выбросов парниковых газов в гражданской авиации по налету воздушных судов

$$FC_{a\ DOM/INT} = \sum_{a, x} (FT_{x\ DOM/INT} \cdot FR_{a\ x}) ,$$

где:

$FC_{a\ DOM/INT}$ – масса топлива вида a , потребленного воздушным судном при внутренних (DOM) или международных (INT) авиаперевозках, т;

$FT_{x\ DOM/INT}$ – налет по отдельным типам пассажирских и грузовых воздушных судов x при внутренних (DOM) или международных (INT) авиаперевозках, самолето-часы;

FR_{ax} – средний часовой расход топлива вида a по отдельным типам x воздушных судов, т/ч.

Таблица 3.12 – Средний часовой расход топлива

Код воздушного судна	Наименование воздушного судна и его модификации	Средний часовой расход топлива, кг/ч
A310	Airbus, A-310	4771
A319	Airbus, A-319	2517
A320	Airbus, A-320	2610
A321	Airbus, A-321	3010
ATR-42	Aerospatiale, ATR-42/43, 200/300/320	470
ATR-45	Aerospatiale, ATR-42-500	450
ATR-72	Aerospatiale, ATR-72-200	750
ATR-75	Aerospatiale, ATR-72-210, 500	600
BAE25B	British Aerospace, BAE-125-700/800	642
B732	Boeing, B-737-2T4C	2800
B733	Boeing, B-737-300	2610
B734	Boeing, B-737-400	2630
B735	Boeing, B-737-500	2431
B737	Boeing, B-737-700	2568
B738	Boeing, B-737-800	2800
B742	Boeing, B-747-200(E-4)	14531
B743	Boeing, B-747-300	14552
B744	Boeing, B-747-400	11035
B752	Boeing, B-757-200	3400
B753	Boeing, B-757-300	3400
B762	Boeing, B-767-2J6	4949
B763	Boeing, B-767-3P6	4626
B772	Boeing, B-777-200	6436
B773	Boeing, B-777-300	8168
Be20	Beech 200, Super King	177
Bl407	Bell407	167
CA8	Aerocomp, CA-8	124
C172	Cessna, C-172, T41, R/P-172 (топливо – авиабензин)	22,2
C182	Cessna, C-182, F-182 (топливо – авиабензин)	25,9
C208	Cessna, C-208, C-208U-27, C-98	191
C421	Cessna, C-421	286
C525	Cessna, C-525, CJ1	281
CRJ1	Bombardier CL-600 Regional Jet CRJ-100	955
CRJ2	Bombardier CL-600 Regional Jet CRJ-200/440, Chal.800	1000
DC10	Mc Douglas, DC-10, MD-10	7790
DH8A	De Havilland Canada, DHC-8-100	550
DH8B	De Havilland Canada, DHC-8-200	550
EMB120	EMB-120 Brasilia (VC-97)	474
F900	Falcon Dassault, F-900, T-18	874
G4	Gulfstream, G-4, SRA-4, G-300/400	1300
G5	Gulfstream, G-5, G-500	1207
PC12	Pilatus, PC-12	113
SB20	SAAB	817
Ан2	Антонов, Ан-2 и аналоги (топливо – авиабензин)	114
Ан3	Антонов, Ан-3	180

Код воздушного судна	Наименование воздушного судна и его модификации	Средний часовой расход топлива, кг/ч
Ан12	Антонов, Ан-12	2145
Ан24	Антонов, Ан-24	728
Ан26	Антонов, Ан-26	981
Ан28	Антонов, Ан-28	299
Ан38	Антонов, Ан-38	393
Ан72	Антонов, Ан-72/74	1719
Ан124	Антонов, Ан-124	15178
Ан140	Антонов, Ан-140	606
Ан148	Антонов, Ан-148	1600
Бе103	Бериев, Бе-103 (топливо – авиабензин)	43
Ил18	Илюшин, Ил-18/20/22/24	2060
Ил62	Илюшин, Ил-62М	6620
Ил76	Илюшин, Ил-76/78/82	8710
Ил78М	Илюшин, Ил-78М	8710
Ил86	Илюшин, Ил-86/87	9900
Ил96	Илюшин, Ил-96	6700
Ил103	Илюшин, Ил-103 (топливо – авиабензин)	22,3
Ил114	Илюшин, Ил-114	589
Л410	Л-410/420	314
М101	Мясищев, М-101	113
Ми2	Ми-2, вертолет	232
Ми8	Ми-8/9/17/19/171/172, вертолет	608
Ми26	Ми-26, вертолет	2552
СМ92	Technavia, SM-92, Z-400 (топливо – авиабензин)	37
Су95	Сухой Superjet 100-95	1864
Ту134	Туполев, Ту-134	2486
Ту154	Туполев, Ту-154М	5256
Ту204	Туполев, Ту-204/214/224/234	3521
Як18	Яковлев, Як-18/18А/Р/РМ/РS/U/SM25	34
Як40	Яковлев, Як-40	1059
Як42	Яковлев, Як-42/142	3100

По данным ГосНИИ ГА, Николайкина с соавт. (2006), ежегодников АТО.

УРОВНИ 2 и 3

Рекомендации по выбору данных о деятельности и коэффициентов выбросов для расчетов по уровням 2 и 3 приведены в том 2 Руководящих принципов МГЭИК (Межправительственная, 2006).

3.6.1.2 Выбор коэффициентов выбросов

УРОВЕНЬ 1

Рекомендуемые МГЭИК коэффициенты выбросов CO₂, CH₄ и N₂O для расчета эмиссии парниковых газов по Уровню 1 приведены в таблице 3.13. Дополнительные рекомендации по выбору коэффициентов выбросов для расчетов по уровням 2 и 3 приведены в том 2 Руководящих принципов МГЭИК (Межправительственная, 2006).

Таблица 3.13 – Коэффициенты выбросов CO₂, CH₄ и N₂O для расчета эмиссии парниковых газов от гражданской авиации, кг/ТДж (Межправительственная, 2006)

Вид используемого топлива	Парниковый газ		
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Авиационный бензин	70000	0,5	2
Керосин для реактивных двигателей	71 500	0,5	2

3.6.1.3 Выбор данных о деятельности

Для детализации данных о деятельности на внутренние и международные компоненты независимо от государственной принадлежности перевозчика, необходимо использовать критерии, указанные в таблице 3.14. Необходимо отметить, что в некоторых случаях определения, используемые в региональной энергетической статистике, не согласуются с приведенными критериями. Эффективной практикой считается использование данных о деятельности, согласующихся с приведенными в таблице 3.14 критериями.

Таблица 3.14 – Критерии для определения международной или внутренней авиации (применяются к отдельным этапам полета с более чем одним взлетом и посадкой)

Полет между двумя аэропортами	Внутренняя	Международная
Взлет – аэропорт РФ, посадка – аэропорт РФ	Да	Нет
Взлет – аэропорт РФ, посадка – иностранный аэропорт	Нет	Да

Возможные источники данных о потреблении топлива и налете самолето-часов перечислены ниже:

1. Авиакомпании;
2. Федеральное агентство воздушного транспорта;
3. Территориальные органы государственной статистики.

3.6.1.4 Оценка неопределенности

Коэффициенты выбросов

Точность расчетов определяется точностью исходных данных и поправочных коэффициентов. Неопределенность коэффициентов выбросов CO₂ для разных видов топлив находится, как правило, в пределах $\pm 5\%$. Неопределенность коэффициента выбросов CH₄ для уровня 1 может быть от -57 до $+100\%$. Неопределенность коэффициента выбросов N₂O может составлять от -76 до $+150\%$ (Межправительственная, 2006).

Данные о деятельности

При использовании в расчетах региональных данных о потреблении топлива воздушными судами или количественных характеристик воздушного движения в международном и внутреннем сообщении неопределенность данных о деятельности довольно низка и составляет $\pm 7-10\%$ (Межправительственная, 2006).

ГЛАВА 4 ФУГИТИВНЫЕ ВЫБРОСЫ

Случайное или преднамеренное поступление парниковых газов в атмосферу может происходить при добыче, обработке и доставке до места конечного использования ископаемых видов топлива. В контексте Методических рекомендаций эти выбросы парниковых газов определяются как фугитивные выбросы.

4.1 ФУГИТИВНЫЕ ВЫБРОСЫ ПРИ ДОБЫЧЕ, ОБРАБОТКЕ, ХРАНЕНИИ И ТРАНСПОРТИРОВКЕ УГЛЯ

4.1.1 *Общий обзор и характеристика источников*

В Российской Федерации уголь является одним из основных энергоносителей. Его добыча производится открытым и подземным способами. Добыча угля открытым способом ведется в условиях, когда угольный пласт залегает неглубоко и не перекрыт мощным слоем пустой породы. Приемлемые для добычи угольные бассейны расположены во многих федеральных округах РФ. Открытый способ доминирует в российской угледобывающей промышленности (Российская, 2006 – ..., Российский статистический ежегодник, 2011).

Геологические процессы образования угля приводят к образованию метана (CH_4), а в некоторых пластах может присутствовать и диоксид углерода (CO_2). Метан находится в угольных пластах, в их трещинах и прилегающих пустотах. В угольных пластах содержатся сравнительно небольшие объемы свободного CH_4 . В основном он абсорбирован в твердом углегазовом растворе или адсорбируется на поверхностях макромолекул и микротрещин. В естественных условиях в угольных пластах существует динамическое равновесие между свободным и связанным метаном, которое нарушается при их вскрытии и разработке (Российская, 2006 – ...).

Выбросы парниковых газов, как для открытых, так и для подземных угольных разработок, происходят в результате следующих процессов (Межправительственная, 2006):

1. Добыча. Вскрытие и последующая разработка угольных месторождений приводят к выделению газообразного CH_4 из разрабатываемого угольного пласта и близлежащих слоев, в результате чего газ поступает в подземные горные выработки (при подземном способе добыче) или непосредственно в атмосферу (при открытом способе добычи). CH_4 является основным парниковым газом, высвобождаемым при добыче угля и последующем с ним обращении. Количество выделяющегося CH_4 характеризуется термином метанообильность. Абсолютная метанообильность представляет собой дебит CH_4 , в единицу времени, а относительная – отношение объема газа, выделившегося за определенное время, к тонне угля, добытого за тот же период. Являясь производными метаноносности конкретного угольного пласта, по-

казатели метанообильности достаточно постоянны во времени. Каждому угольному бассейну присущи определенные значения величин метаноносности угольных пластов, которые возрастают с глубиной их залегания благодаря росту сорбционной способности углей и изменению их пористости (Газоносность угольных бассейнов, 1979; Малышев и Айруни, 1999). Метаноносность угольных пластов и метанообильность угольных шахт находятся под постоянным инструментальным контролем со стороны инженерных служб, которые обеспечивают безопасность подземных работ (Российская, 2006 – ...);

2. Последующее обращение с углем. Не весь газ высвобождается в процессе разработки угольного пласта: уголь, как правило, продолжает высвобождать газ даже после его добычи, хотя и более медленно, чем при добыче. Выбросы при последующей обработке угля и его транспортировке называются выбросами при последующем обращении с углем;
3. Низкотемпературное окисление. Эти выбросы происходят в результате естественного окисления угля атмосферным кислородом, результатом которого является выделение CO_2 в незначительном количестве;
4. Самовозгорание угля. Процесс низкотемпературного окисления происходит с образованием некоторого количества теплоты (самонагревание), и при достижении критических значений температуры происходит самовозгорание угля. Для самовозгорания характерны быстрота реакции окисления (горения) и высокая скорость образования CO_2 , иногда наблюдается видимый огонь. Самовозгорание угля может быть, как природным, так и антропогенным, т.е. связанное с деятельностью угольной промышленности. Отметим, что в рамках Методических рекомендаций рассматривается только антропогенное самовозгорание.

После истощения месторождения, закрытые угольные шахты могут продолжать высвобождать метан. В целях безопасности, чтобы исключить образование и выброс в атмосферу метана из закрытых шахт после прекращения угледобычи, неэксплуатируемые подземные угольные шахты в России затапливаются водой. Согласно МГЭИК, затопленные угольные шахты не являются источниками выбросов метана и, соответственно, не рассматриваются в настоящих Методических рекомендациях (Межправительственная, 2006; Российская, 2006).

Источники выбросов парниковых газов, подлежащих учету при оценке выбросов для различных видов угольных разработок в региональных кадастрах подразделены две основные категории: подземные и открытые угольные разработки. Основные источники изложены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Структура источников выбросов в результате добычи, переработки, хранения и транспортировки угля (Межправительственная, 2006)

Код категории источника по МГЭИК	Название категории	Описание категории
1.B.1.a	Добыча и обработка угля	Включает все фугитивные выбросы от операций с углем
1.B.1.a.i	Подземные шахты	Включает все выбросы CH_4 и CO_2 от разработки угольных шахт, выбросы при последующем обращении, закрытые шахты и сжигаемый в факелах или отведенный метан
1.B.1.a.i.1	Добыча	Включает все выбросы CH_4 и CO_2 из систем дегазации, принудительной вентиляции и систем управления газовыделением на угольных шахтах
1.B.1.a.i.2	Выбросы при последующем обращении с углем	Включает CH_4 и CO_2 , высвобожденные после добычи угля подземным способом при его последующей транспортировке по поверхности к месту переработки (последующие операции)
1.B.1.a.i.3	Закрытые подземные шахты	Не являются источником выбросов согласно действующей в РФ технологии и не подлежат оценке
1.B.1.a.i.4	Сжигание отведенного метана на факелах или преобразование метана в CO_2	Включает отведенный и сожженный CH_4 , либо вентиляционный газ, превращенный в CO_2 с помощью процесса окисления. CH_4 , использованный для производства полезного тепла или энергии на стационарных или мобильных источниках, учитывается в соответствующих разделах кадастра (см. главы 2 и 3 тома «Энергетика»).
1.B.1.a.ii	Добыча открытым способом	Включает все выбросы CH_4 и CO_2 , высвободившиеся из угольных карьеров
1.B.1.a.ii.1	Добыча	Включает все выбросы CH_4 и CO_2 , высвобожденные при открытой разработке угольных пластов и пластов-спутников, а также утечки из дна и уступов угольного карьера
1.B.1.a.ii.2	Выбросы при последующем обращении с углем	Включает CH_4 и CO_2 , высвобожденные после добычи угля открытым способом при его последующей транспортировке по поверхности к месту переработки (последующие операции)
1.B.1.b	Выбросы от самовозгорания угля	Включает выбросы CO_2 при самовозгорании угля вследствие деятельности по эксплуатации угольных месторождений

4.1.2 Методологические вопросы

Методологические вопросы оценки выбросов от угледобычи в контексте Методических рекомендаций, главным образом, сфокусированы на выбросах метана, поскольку он является наиболее важным в фугитивных выбросах. Выбросы CO_2 также должны включаться в кадастр, если данные по ним доступны. В расчет необходимо

включить выбросы по всем угольным бассейнам, расположенным в пределах субъекта РФ. В соответствии с методологией МГЭИК (Межправительственная, 2006), расчеты выбросов метана при добыче угля подземным и открытым способами выполняются раздельно. При этом подразумевается, что выбросы CH_4 при добыче подземным способом включают выбросы, происходящие при непосредственном извлечении угля из недр, а также выбросы при его транспортировке по поверхности к месту переработки (последующие операции).

ПОДЗЕМНЫЕ ШАХТЫ. Выбросы от подземной разработки происходят как от систем вентиляции, так и от систем дегазации. Они происходят из небольшого количества точечных источников и, как правило, поддаются измерению.

ОТКРЫТЫЕ РАЗРАБОТКИ. При открытых разработках источники выбросов рассредоточены по вскрытым участкам месторождения, поэтому их лучше всего учитывать, как площадные источники. Эти выбросы, как правило, незначительны, и могут быть результатом высвобождения CH_4 и CO_2 в процессах измельчения и отгрузки угля, низкотемпературного окисления угольных отходов или низкокачественного угля на отвалах и самовозгорания угля. Методы измерения для низкотемпературного окисления и самовозгорания угля находятся в разработке, вследствие чего они не включены в данную главу (Межправительственная, 2006).

УТИЛИЗАЦИЯ МЕТАНА. Согласно технологиям, принятым в угледобывающей промышленности России, часть дегазационного CH_4 утилизируется с целью получения энергии на собственные нужды предприятий⁴. Сжигание топлива при производстве полезного тепла или энергии на стационарных или мобильных источниках рассматривается в главах 2 и 3 тома «Энергетика». Поэтому выбросы CO_2 , образовавшиеся в результате энергетического сжигания метана не учитываются в данном разделе, а объемы утилизированного метана исключаются из общих выбросов (Межправительственная, 2006).

НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЕ ОКИСЛЕНИЕ. Этот источник незначителен в сравнении с общими выбросами из загазованных подземных угольных шахт, и надежных методов его оценки не существует. В случае наличия поддающихся измерению величин выбросов CO_2 от этой категории, полученные данные инвентаризации следует учитывать при составлении кадастров субъектов Российской Федерации.

4.1.2.1 Выбор метода

Представленная в Методических рекомендациях методология основана на региональных коэффициентах выбросов и соответствует Уровню 2. Данные на основе измерений вентиляционного воздуха и систем дегазации, отражают фактические выбросы (Уровень 3), вследствие чего могут дать более достоверную оценку, чем использование *Коэффициентов выбросов*. Если подобных данных нет, то *эффективная практика* заключается в использовании метода Уровня 2 на основе региональных коэффициентов (Межправительственная, 2006). Прямые измерения выбросов при последующем обра-

⁴ <http://ccqs.ru/projects/vorkuta/>

щении с углем на практике неосуществимы, поэтому *эффективная практика* в этом случае также состоит в использовании метода Уровня 2 на основе региональных коэффициентов. Методология Уровня 2 для подготовки кадастра парниковых газов субъекта РФ рассмотрена ниже.

ПОДЗЕМНЫЕ УГОЛЬНЫЕ ШАХТЫ

Оценка выбросов от *добычи подземным способом* может включать два этапа в зависимости от внедрения технологий утилизации метана на угледобывающих предприятиях субъекта РФ. На первом этапе производится оценка выбросов метана без учета его утилизации. На втором этапе полученные значения выбросов от *добычи подземным способом* корректируются с учетом фактических объемов утилизации дегазационного метана. Выбросы без учета утилизации или сжигания утилизированного метана рассчитывают по формуле 4.1.

Формула 4.1 - Оценка выбросов от добычи угля подземным способом без коррекции с учетом утилизации метана

$$E_{CH_4_расч} = \sum (AD_r \cdot EF_{CS} \cdot CF_{CH_4})$$

где:

$E_{CH_4_расч}$ – расчетная величина выбросов CH_4 , Гг;

AD_r – годовой объем добычи угля в данном угольном бассейне, $10^6 \cdot т$;

EF_{CS} – коэффициент выбросов CH_4 для данного угольного бассейна, $м^3/т$;

CF_{CH_4} – коэффициент пересчета объемных долей CH_4 в массовые ($0,67 \cdot 10^{-6}$ Гг/ $м^3$ при плотности в условиях $T = 20^\circ C$ и давлении 1 атм. (Межправительственная, 2006).

Так как исходные данные о добыче угля сообщаются в единицах массы ($10^6 \cdot т$), а коэффициенты выбросов соотнесены с объемными единицами ($м^3/т$), то для гармонизации исходных данных с коэффициентом выбросов в формулу 4.1 введен пересчетный коэффициент CF_{CH_4} , представляющий собой плотность чистого метана при стандартных условиях $T = 20^\circ C$ и давлении 1 атм. (Межправительственная, 2006). В формулу 4.1 входит оценка выбросов по всем угольным бассейнам, расположенным в географических пределах рассматриваемого субъекта РФ. Эта же формула применяется для оценки *выбросов при последующем обращении с углем*. Коэффициенты выбросов с детализацией до уровня угольных бассейнов разработаны для обеих подкатегорий (*добыча подземным способом* и *выбросов при последующем обращении с углем*).

При наличии доступных исходных данных по фактическим объемам утилизации дегазационного метана производится коррекция полученных значений выбросов от *добычи подземным способом* (формула 4.2).

Формула 4.2 - Оценка выбросов от добычи угля подземным способом с учетом утилизации метана

$$E_{CH_4_факт} = E_{CH_4_расч} - m_{CH_4_исп}$$

где:

$E_{CH_4_факт}$ – фактическая величина выбросов CH_4 , Гг;

$E_{CH_4_расч}$ – расчетная величина выбросов CH_4 , Гг;

$m_{CH_4_исп}$ – масса метана, использованного для получения энергии (утилизированного), Гг.

В уравнение вносятся фактические данные по утилизации метана за отчетный год на всех угледобывающих предприятиях, расположенных в пределах субъекта РФ. При этом данные, полученные с нескольких угледобывающих предприятий, суммируются.

Открытые угольные разработки

Расчеты эмиссии CH_4 , высвободившегося при добыче угля открытым способом, выполняются по уравнению 4.1, соответствующему Уровню 2 с применением региональных коэффициентов выбросов с детализацией по угольным бассейнам. Региональные коэффициенты выбросов учитывают и выбросы, происходящие *при последующем обращении с углем, добытым открытым способом*, поэтому отдельная оценка данной категории источника не предусмотрена (Российская, 2006).

4.1.2.2 Выбор коэффициентов выбросов

Региональные коэффициенты выбросов метана (EF_{CS}) выбираются для угольных бассейнов, расположенных в пределах субъекта РФ. Величины коэффициентов выбросов при *добыче подземным и открытым способом*, а также для оценки *выбросов при последующем обращении с углем* с детализацией до уровня угольных бассейнов приведены в таблицах 4.1 – 4.4, а оценка их точности – в разделе 4.1.4.6. Более подробное обсуждение разработанных коэффициентов выбросов приведено в Национальном кадастре парниковых газов (Российская, 2006).

Таблица 4.2 – Региональные коэффициенты выбросов CH_4 при добыче угля подземным способом

Федеральный округ	Угольные бассейны	Величина EF_{CS} , м³/т
Центральный	Подмосковный	8,0
Северо-Западный	Печорский	32,1
Южный	Донецкий	28,4
Приволжский	Кизеловский	13,8
Уральский	Махневско-Каменский и Челябинский	13,8
Сибирский	Горловский, Иркутский, Канско-Ачинский, Кузнецкий, Минусинский, Таймырский и Тунгусский	15,7
Дальневосточный	Беринговский, Буреинский, Зырянский, Ленский, Омсукчанский, Партизанский, Раздольненский, Сахалинский, Угловский, Ханкайский и Южно-Уссурийский	18,9
Неопределенность расчетной величины выбросов, %		19,2

Таблица 4.3 – Региональные коэффициенты выбросов CH_4 при последующем обращении с углем, добытым подземным способом

Федеральный округ	Угольные бассейны	Величина EF_{CS} , $\text{м}^3/\text{т}$
Центральный	Подмосковный	0,6
Северо-Западный	Печорский	1,1
Южный	Донецкий	7,3
Приволжский	Кизеловский	0,6
Уральский	Махневско-Каменский и Челябинский	0,6
Сибирский	Горловский, Иркутский, Канско-Ачинский, Кузнецкий, Минусинский, Таймырский и Тунгусский	3,0
Дальневосточный	Беринговский, Буреинский, Зырянский, Ленский, Омсукчанский, Партизанский, Раздольненский, Сахалинский, Угловский, Ханкайский и Южно-Уссурийский	2,6
Неопределенность расчетной величины выбросов, %		40,9

Таблица 4.4 – Региональные коэффициенты выбросов CH_4 при добыче угля открытым способом

Федеральный округ	Угольные бассейны	Величина EF_{CS} , $\text{м}^3/\text{т}$
Центральный	Подмосковный	2,0
Северо-Западный	Печорский	6,0
Приволжский	Урало-Каспийский и Южно-Уральский	2,0
Уральский	Махневско-Каменский и Челябинский	2,0
Сибирский	Горловский, Иркутский, Канско-Ачинский, Кузнецкий, Минусинский, Таймырский, Тунгусский и Улукхемский	5,5
Дальневосточный	Буреинский, Западно-Камчатский, Зырянский, Ленский, Омсукчанский, Партизанский, Раздольненский, Сахалинский, Угловский, Ханкайский, Южно-Уссурийский и Южно-Якутский	5,6
Неопределенность расчетной величины выбросов, %		21,6

4.1.2.3 Выбор данных о деятельности

Основные данные о деятельности для расчета выбросов метана при добыче угля открытым и подземным способами, используются следующие показатели:

1. Добыча угля подземным способом по субъекту РФ с детализацией по угольным бассейнам;
2. Добыча угля открытым способом по субъекту РФ с детализацией по угольным бассейнам;

3. Утилизация дегазационного метана на угольных шахтах субъекта РФ (в пересчете на 100% утилизированного CH_4).

Информация о добыче угля собирается в соответствии с административно-территориальным делением Российской Федерации и может быть получена в территориальных органах Росстата (Российский статистический ежегодник, 2011). Однако, с 2010 года формирование статистической информации осуществляется в соответствии с обновленным Общероссийским классификатором продукции по видам экономической деятельности (ОКПД), в котором детализация данных по способам добычи угля не предусмотрена. Соответственно для расчета выбросов метана при добыче угля открытым и подземным способами, начиная с 2011 года, могут быть использованы данные Федерального государственного унитарного предприятия «Центральное диспетчерское управление топливно-энергетического комплекса» (ГП «ЦДУ ТЭК»), а также территориальных подразделений Министерства энергетики Российской Федерации. Данные по утилизации дегазационного метана на угольных шахтах могут быть доступны непосредственно от угледобывающих предприятий в рассматриваемом регионе, на которых внедрены соответствующие технологии. Наличие технологий утилизации метана на угледобывающих всех предприятиях в регионе необходимо уточнять на ежегодной основе.

4.1.2.4 Формирование согласованного временного ряда

При формировании согласованного временного ряда следует учитывать переход шахт из состояния «действующих» в состояние «закрытых». В данном случае следует проявлять осторожность, чтобы не допустить серьезных нарушений согласованности данных по общим выбросам от добычи угля во всем рассматриваемом временном ряду. Другие рекомендации по формированию согласованного временного ряда приведены в общем разделе настоящего методического руководства.

4.2 ВЫБРОСЫ ОТ НЕФТИ И ПРИРОДНОГО ГАЗА

Выбросы метана (CH_4), диоксида углерода (CO_2) и оксида азота (N_2O) от нефти и природного газа являются источником прямых и косвенных выбросов парниковых газов во многих регионах. Особенность сектора заключается в том, что метан (CH_4) и диоксид углерода (CO_2) являются компонентами добываемого в нефтегазовой отрасли углеводородного сырья, потери которого в той или иной степени неизбежны на всех стадиях технологического процесса отрасли, вследствие чего, все без исключения технологические операции являются источниками выбросов парниковых газов в атмосферу. Источником образования оксида азота служит сжигание некондиционных газовых смесей⁵ (Межправительственная, 2006).

⁵ Некондиционные газовые смеси – смеси углеводородного газообразного сырья (попутный нефтяной газ (ПНГ) – главным образом, на объектах нефтедобычи; природный газ), образующиеся на всех стадиях технологического процесса в нефтегазовой отрасли, качество которых не может быть доведено до установленных требований.

Нефтегазовый комплекс составляет основу энергоснабжения Российской Федерации, обеспечивая до двух третей общего потребления первичных энергоресурсов. Кроме того, Россия является ведущим экспортером ископаемых видов топлива. Стоит отметить, что особенностью российской нефтегазовой отрасли все еще является значительное количество сжигаемого попутного нефтяного газа (ПНГ), несмотря на ограничительные меры⁶ и наметившуюся тенденцию к снижению его сжигания (Книжников А.Ю. с соавт., 2009; Соловьянов А.А. с соавт., 2008; Уварова Н.Е. с соавт., 2010; The World Bank, 2004). Поэтому выбросы от нефти и природного газа в региональном масштабе могут быть значительными, и их оценке следует уделить особое внимание. Это наиболее актуально для субъектов Российской Федерации с интенсивной нефтегазодобычей, таких, как Ханты-Мансийский и Ямало-Ненецкий автономные округа и др. (Габриэлянц Г.А., 1984; Каламкарров Л.В. с соавт., 1997; Каламкарров Л.В., 2005; Российская, 2006).

4.2.1 Обзор и характеристика источников

На практике нефтегазовая отрасль представляет собой единую систему, связывающую объекты добычи, подготовки, транспорта и хранения, переработки, распределения и использования нефти и газа, а также перегонке нефти и распределении нефтепродуктов. Поэтому можно говорить лишь об условной разбивке нефтегазовой отрасли на отдельные категории (Уварова Н.Е., 2012). Для полного и комплексного учета источников выбросов парниковых газов, данная подкатегория подразделена на два подсектора: нефтяной и газовый, каждый из которых далее разбит на отдельные сегменты нефтяной и газовой отрасли согласно виду деятельности. К учету подлежат все выбросы, образующиеся при разведке (бурение и опробование скважин), добыче (включая обслуживание действующих скважин), первичной переработке/подготовке, транспортировке, хранении, переработке, распределении и использовании нефти и природного газа, а также перегонке нефти и распределении нефтепродуктов. Согласно первичному типу источника выбросы включают (но не ограничиваются) следующими подкатегориями (Межправительственная, 2006):

1. технологическую продувку (вытеснение воздуха газом) и отведение газов в атмосферу без сжигания через дефлекторы, свечи рассеивания и прочие устройства – потери, которые предусмотрены технологией и могут происходить при пуске/остановке оборудования, плановых и внеплановых ремонтно-восстановительных работах, включая продувку арматуры, дефектоскопию и диагностику состояния оборудования и прочее (СТО Газпром 102-2011);
2. сжигание на факелах некондиционных газовых смесей – многие технологические установки оборудованы факельными устройствами в соответствии с

⁶ Постановление Правительства Российской Федерации от 8 ноября 2012 года №1148 «Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа».

российскими нормами обустройства месторождений и правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности (Бараз В. И., 1975, СТО Газпром 102-2011);

3. все другие типы фугитивных выбросов, главным образом, утечки и испарения – несмотря на высокую надежность применяемого в нефтегазовой отрасли оборудования, на практике невозможно добиться полной его герметичности, вследствие чего происходят утечки через сварные швы, фланцевые и резьбовые соединения, сальниковые уплотнения, штоки кранов и прочее, а также аварийные выбросы, использование газа в качестве средства питания для работающих на энергии газов устройств (например, схемы контроля приборов, насосы для впрыскивания химических веществ, пусковые устройства компрессоров и т.д.), неконтролируемые выбросы из скважин (фонтанирование), наземных хранилищ, миграции газа к поверхности за пределами обсадной колонны скважины, образование биогенного газа в хвостохранилищах и прочие виды потерь газа или паров нефти, не связанных со сжиганием на факелах и технологическими продувками (СТО Газпром 102-2011; Уварова Н.Е., 2012).

Исключаемыми из данной категории выбросами являются:

1. Сжигание топлива при производстве полезного тепла или энергии на стационарных или мобильных источниках (учтено в главах 2 и 3 тома);
2. Выбросы от проектов улавливания и захоронения углерода, транспортировки и удаления кислотных газов из нефти и газа путем их закачки в безопасные подземные геологические формации, или транспорт, закачка и захоронение CO_2 в рамках повышения нефтегазоотдачи пластов или проектов рекуперации метана угольных пластов;
3. Выбросы на промышленных объектах иных, чем нефтегазовые, или связанных с конечным использованием нефтепродуктов и газа иных, чем нефтегазовые объекты (учтено в секторе «Промышленные процессы»);
4. Выбросы от деятельности по удалению отходов, происходящие вне газовой и нефтяной промышленности (учтено в секторе «Отходы»).

4.2.2 Методологические вопросы

Согласно методологии МГЭИК, все выделяемые в атмосферу от нефтегазовой отрасли парниковые газы можно разделить на выбросы от сжигания (сжигание на факелах) и выбросы, не связанные со сжиганием углеводородов (технологические продувки и отведение, а также утечки и испарения и пр.). В результате сжигания в атмосферу в виде парниковых газов поступают продукты сгорания: CO_2 и N_2O , а также несгоревшие CH_4 и CO_2 . Соотношение между компонентами выбросов парниковых газов зависит от многих факторов, к числу основных из них можно отнести условия сжигания, состав углеводородов, степень его дожигания. Выбросы, не связанные со сжиганием, ответственны за поступление в атмосферу, главным образом, CH_4 и частично CO_2 . Соот-

ношение метана и диоксида углерода при этом также определяется составом углеводородов (Межправительственная, 2006; Норман Дж. Хайн., 2008; Уварова Н.Е., 2012).

Разнообразие состава углеводородов и геологические характеристики разрабатываемых месторождений приводят к различиям в организации технологических процессов (технологическая схема разработки месторождения, специфика обвязки оборудования, уровень контроля потерь углеводородов и прочее) нефтегазовой отрасли в отдельных регионах и, как следствие, к существенным вариациям и в структуре потенциальных источников и интенсивности выбросов с объектов отрасли (РД 153-39-007-96). Также стоит принимать во внимание, что при ограниченном использовании измерительных систем, и там, где измерительные системы используются, зачастую невозможно учесть широкий диапазон потоков и изменений состава углеводородов. Даже если некоторые виды потерь углеводородов или потоков отслеживаются как часть рутинных производственных процедур учета, часто имеет место несогласованность в том, получать ли данные методом инженерных расчетов или прямым измерением⁷. Детальные данные об источниках выбросов в большинстве случаев ограничены в масштабах субъекта РФ. Все это может затруднять точную количественную оценку фугитивных выбросов от нефтегазовой отрасли субъекта РФ. Поэтому оценка выбросов, как правило, сопряжена с существенной неопределенностью (Межправительственная, 2006). Основные проблемы при оценке выбросов заключаются в следующем:

1. Использование коэффициентов выбросов МГЭИК при отсутствии региональных коэффициентов ведет к снижению достоверности оценок выбросов;
2. Разработка региональных коэффициентов требует знаний специалистов и подробных данных, получение которых может быть трудным и дорогостоящим;
3. Реализация программ измерений затрат по временным и финансовым ресурсам.

При реализации оценок выбросов при помощи уровня 2, *эффективная практика* заключается в привлечении к составлению кадастра опытных технических специалистов (Межправительственная, 2006).

При оценке выбросов *эффективная практика* заключается в том, чтобы разделять деятельность на основные категории и подкатегории в нефтяной и газовой промышленности, а затем оценивать выбросы отдельно для каждой из них. Выбросы оцениваются от всех сегментов нефтегазовой отрасли, присутствующих в субъекте РФ. Однако не все сегменты отрасли обязательно присутствуют в каждом регионе. Например, к субъектам РФ, потребляющим, но не производящим природный газ, возможно, относится только транспортировка и распределение. Соответственно, вклад отдельных категорий, и как следствие, вклад отдельных парниковых газов в совокупные выбросы от нефтегазовой отрасли может существенно различаться от региона к региону.

⁷ Постановление Госкомстата РФ от 29.05.96 №44 (ред. от 14.10.2009) «Об утверждении Инструкций по заполнению форм федерального государственного статистического наблюдения за эксплуатацией нефтяных и газовых скважин».

4.2.2.1 Выбор метода

Методологический уровень, применяемый к каждому сегменту отрасли должен определяться составителями региональных кадастров, в первую очередь, исходя из доступности исходных данных для оценок выбросов на уровне субъекта РФ, а также исходя из значимости источника (т.е. его вклада в совокупные выбросы от отрасли). Следовательно, можно применять различные методологические уровни для различных категорий и подкатегорий, и, возможно, даже включать фактические данные измерений выбросов или результаты мониторинга для некоторых более крупных источников, при условии, что достоверность результатов измерений подтверждена документально. Такой подход нацелен на улучшение достоверности оценок для источников выбросов, характеризующихся наибольшей неопределенностью (Межправительственная, 2006).

Метод уровня 1 является наименее требовательным к исходным данным и, соответственно, наименее точным методом оценки выбросов парниковых газов от нефтегазовой отрасли и связан со значительной неопределенностью. Поэтому он используется только в случае ограниченности, либо отсутствия доступных данных о деятельности нефтегазовой отрасли в субъекте РФ (Межправительственная, 2006). Выбросы CO_2 рассчитываются с помощью Уровня 1, предполагая полное окисление углеводородов до CO_2 . Это является консервативным допущением, принимаемым во избежание возможных недооценок выбросов в условиях ограничения детальных данных. Если имеется информация о степени (полноте) окисления, ее следует учитывать при использовании методов Уровня 2.

Если регион обладает данными о фугитивных выбросах по сегментам нефтегазовой отрасли на основе оценок, произведенных нефтяными и газовыми компаниями, либо суммарными данными по фактическим газовым потерям в отрасли по субъекту РФ, эти данные могут быть использованы для разработки региональных коэффициентов выбросов. Однако следует уделять особое внимание тому, чтобы не происходило недооценки источников или двойного счета выбросов (Межправительственная, 2006). Ниже описаны два уровня для оценки выбросов от нефтяного и газового секторов.

УРОВЕНЬ 1

Метод Уровня 1 базируется на формулах 4.3 и 4.4

Формула 4.3 - Оценка фугитивных выбросов от сегмента отрасли

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

Формула 4.4 - Суммарная оценка фугитивных выбросов от сегмента отрасли

$$E_{\text{газ}} = \Sigma_{\text{газ, сегмент отрасли}}$$

где:

$E_{\text{газ, сегмент отрасли}}$ – годовые выбросы в регионе (Гг);

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

$AD_{\text{сегмент отрасли}}$ – региональные данные о деятельности отрасли (единиц деятельности).

Согласно Уровню 1, выбросы каждого парникового газа (CO₂, CH₄ и N₂O) от категории источников (сегмента отрасли) определяются как произведение соответствующих категории региональных данных о деятельности (например, объема добычи нефти в субъекте РФ) на коэффициент выбросов. Коэффициент выбросов представляет собой среднюю величину выбросов рассматриваемого парникового газа для данного источника, соотнесенную с единицей деятельности.⁸ В свою очередь, выбросы парниковых газов (CO₂, CH₄ и N₂O) в целом по нефтегазовой отрасли вычисляются как сумма выбросов газа по всем категориям источников, подлежащих оценке.

Коэффициенты выбросов, рекомендованные МГЭИК для Уровня 1, представлены в таблице 4.7. В силу того, что единые коэффициенты применяются ко всему временному ряду, результаты расчетов повторяют динамику данных о деятельности и не будут отражать ежегодные меры по снижению выбросов, такие, как обновление оборудования и прочее (Межправительственная, 2006).

Коэффициенты соотнесены с объемом производства (например, объемы добытой нефти, транспортированного газа), поскольку подобные показатели отражены в региональной статистике о нефти и газе, которая, как правило, имеется в распоряжении составителей кадастров. В российской статистике количества жидких углеводородов учитываются не объемных, а в массовых единицах (Российский статистический ежегодник, 2009; Российский статистический ежегодник, 2011). В этом случае составители кадастра столкнутся с необходимостью пересчета исходных данных. Для пересчета из массовых единиц в объемные используется параметр плотности соответствующего углеводорода. При отсутствии средневзвешенных региональных значений, рекомендуется использовать следующие национальные параметры плотностей (таблица 4.5).

Таблица 4.5 – Национальные параметры для пересчета массовых единиц в объемные*

Параметр	Значение, т/м ³	Источник
Средневзвешенная плотность нефти	857,8	Григорьев и Попов, 2002
Средняя плотность газового конденсата	758,9	Рудин с соавт., 2004

*– Параметры сообщены при стандартных условиях 20°C и 1 атм.

При составлении кадастра может понадобиться разработка средневзвешенных по субъекту РФ параметров плотностей, рассчитать которые можно по формуле 4.5:

Формула 4.5 – Оценка средневзвешенных параметров углеводородов

$$\rho_{cp} = \sum_{i=1}^n \rho_i \cdot x_i$$

где:

⁸ http://unfccc.int/ghg_data/online_help/definitions/items/3817.php

$\rho_{\text{ср}}$ – средневзвешенная плотность углеводородов по субъекту РФ, т/м³;

x_i – доля месторождения в валовой добыче субъекта РФ;

ρ_i – средняя плотность нефти месторождения, т/м³.

Средневзвешенные плотности рекомендуется рассчитывать по данным о плотностях углеводородов отдельных месторождений, расположенных в географических пределах субъекта РФ. Поскольку состав углеводородов меняется в процессе их подготовки, расчет средневзвешенных плотностей целесообразнее строить на данных о составе углеводородов до и после подготовки, т.е. данные добывающих компаний в первом случае, и транспортирующих/перерабатывающих предприятий – во втором. Значения плотностей нефти и газового конденсата с детализацией по отдельным месторождениям доступны в справочнике «Нефти и газовые конденсаты России» под редакцией К.А. Демиденко (Демиденко К.А., 2000; Демиденко К.А., 2002) и могут быть использованы для разработки средневзвешенных региональных параметров. Коэффициенты выбросов, в основном выражены в единицах массы выбросов (Гг) на единицу объема (м³), которая может стоять как в третьем или шестом порядке величины (10³м³, 10⁶м³). Применяя коэффициенты, следует обращать внимание на порядок их размерности и гармонизировать порядки единиц данных о деятельности отрасли в соответствии с коэффициентами. Кроме того, важно учитывать такой параметр, как термодинамические условия (температура и давление). Рекомендуемые МГЭИК коэффициенты выбросов рассчитаны для стандартных условий *15°C и 1 атм.*, которые могут отличаться от тех, что применяются в российской нефтегазовой отрасли. Как следует из нормативной документации нефтегазовой отрасли Российской Федерации, объемы жидких и газообразных углеводородов могут быть приведены к следующим термодинамическим условиям (СТО Газпром 11-2005; ГОСТ 30319.1.-96; ГОСТ Р 8.595-2004; ГОСТ 3900-85):

1. Стандартные условия:

1. 20°C и 1 атм. (жидкие и газообразные углеводороды);
2. 15°C и 1 атм. (жидкие углеводороды).

2. Нормальные условия: 0°C и 1 атм. (газообразные углеводороды).

В связи с этим необходимо уточнять, к каким именно условиям (главным образом, температуре) приведены объемные данные, используемые для составления кадастра и только после этого приступать к вычислениям. Может возникнуть необходимость гармонизации исходных данных о деятельности, выраженных в объемных величинах, с коэффициентами выбросов МГЭИК. Для приведения исходных данных к требуемым термодинамическим условиям рекомендуется использовать следующие подходы:

1. Для газообразных углеводородов

Для приведения газообразных объемов к требуемым условиям, необходимо умножить объем при исходных условиях на пересчетный коэффициент из таблицы 4.6.

Таблица 4.6 – Пересчетные коэффициенты приведения газообразных объемом к требуемым условиям

Требуемые условия \ Исходные условия	0°C, 1 атм.	15°C, 1 атм.	20°C, 1 атм.
0°C, 1 атм.	1	1,055	1,073
15°C, 1 атм.	0,948	1	1,017
20°C, 1 атм.	0,932	0,983	1

2. Для жидких углеводородов

Приведение объемов жидких углеводородов к требуемым условиям сводится к пересчету их плотностей из 20°C, 1 атм. в 15°C, 1 атм. посредством пересчетного коэффициента. Значения пересчетных коэффициентов, а также более детальные методические рекомендации даны в Межгосударственном стандарте ГОСТ 8.595-2010. Плотность и объем нефти. Таблицы коэффициентов пересчета плотности и массы (ГОСТ Р 8.595-2010).

УРОВЕНЬ 2

Уровень 2 заключается в использовании уравнений уровня 1 и применение национальных (Уровень 2a), либо региональных (Уровень 2b) коэффициентов выбросов, вместо коэффициентов, рекомендованных МГЭИК.

4.2.2.2 Выбор коэффициентов выбросов уровень 1

В таблице 4.7 приведены коэффициенты выбросов, рекомендованные МГЭИК (Межправительственная, 2006). В большинстве случаев коэффициенты представлены в виде диапазонов значений, которые варьируют в широких пределах. Это может затруднить выбор конкретного значения. Поэтому в таблице 4.7 приведены значения, лежащие в середине диапазонов, предложенных МГЭИК. При этом следует учитывать, что во избежание недооценки выбросов в условиях ограниченных данных о деятельности отрасли, диапазоны коэффициентов, являются консервативными и предусматривают большие объемы выбросов на единицу деятельности (часто на порядок или более того), по сравнению с национальными или региональными (полученными на уровне субъекта РФ). Значительная неопределенность, приведенная для некоторых коэффициентов выбросов, отражает высокую изменчивость между отдельными источниками, видами и масштабами применяемого контроля за выбросами и, в некоторых случаях, ограниченного количества доступных данных (Межправительственная, 2006).

УРОВЕНЬ 2

Выбирая коэффициенты для Уровня 2, стоит учитывать то, что в силу региональной специфики нефтегазовой отрасли, региональные коэффициенты выбросов могут дать более достоверную оценку выбросов по сравнению с национальными коэффициентами. Региональные коэффициенты могут быть разработаны в результате исследовательских и измерительных программ на уровне предприятий нефтегазовой отрасли. Допустимо разрабатывать региональные коэффициенты по данным для отдельных лет, а затем использовать их в оценке выбросов для последующих лет до очередной актуализации.

зации данных. В целом, все коэффициенты выбросов (включая значения для Уровней 1 и 2) должны периодически подтверждаться или обновляться. Частота, с которой такие обновления выполняются, должна быть сопоставима с основными этапами внедрения новых технологий, методов, стандартов и принимать во внимание другие соответствующие факторы (например, изменения в динамике региональной нефтегазовой отрасли, старение месторождений и инфраструктуры и т.д.). Поскольку при таком подходе новые коэффициенты выбросов будут разработаны с учетом реальных изменений в отрасли, они не должны применяться к прошлым годам в рассматриваемом временном ряду.

Стоит отметить, что корреляция некоторых видов фугитивных выбросов с объемными данными о деятельности нефтегазовой отрасли (например, объемом прокачки газа по магистральному газопроводу) является более устойчивой, когда рассматриваются большие группы источников, например, когда выбросы оцениваются на национальном уровне. В связи с этим при разработке региональных коэффициентов стоит обращать внимание на корреляции выбросов с иными данными о деятельности отрасли, чем объемы углеводородов. Может быть целесообразно соотнесение выбросов с единицами оборудования, единицами мощности, километражу (в случае объектов транспорта) и прочее, если информация по ним доступна по всему рассматриваемому временному ряду (Межправительственная, 2006; Lechtenböhmer S. et al, 2005). При разработке региональных параметров важно обращать внимание на согласованность терминологии и четких определений, которая может иметь решающее значение при проведении подсчета объектов и компонентов оборудования, а также, может обеспечить любые значимые сопоставления одних результатов с другими (Межправительственная, 2006).

Также может оказаться необходимо применять другие виды коэффициентов, для корректировки региональных различий нефтегазовой отрасли и разрабатывать, и поддерживать соответствующие процедуры, например:

1. Составы добываемых в данном субъекте РФ углеводородов для корректировки объема CH_4 , доли CO_2 и других целевых выбросов;
2. Суммарное годовое время эксплуатации для корректировки количества времени активного функционирования источника;
3. Эффективность мер контроля выбросов.
4. Ниже приводятся дополнительные вопросы, подлежащие рассмотрению при выборе коэффициентов выбросов:
5. Очень важно оценивать применимость отдельных коэффициентов к конкретному источнику выбросов на основе сопоставимости его характеристик;
6. При отсутствии более достоверных данных, иногда целесообразно применение коэффициентов, разработанных для других субъектов Российской Федерации. В этом случае применимость коэффициентов должна быть обоснована схожестью таких критериев, как геологические условия, свойства

добываемых углеводородов, применяемые технологии и типы оборудования, уровень контроля выбросов и прочее.

7. Если измерения производятся для расчета новых коэффициентов выбросов, должны применяться только утвержденные в российской нефтегазовой отрасли испытательные процедуры. Метод и процедуры обеспечения и контроля качества должны быть документально зафиксированы, отобранные источники должны быть репрезентативными, а также следует проводить статистический анализ для достижения доверительного интервала средних результатов в 95% (Межправительственная, 2006).

Таблица 4.7 - Коэффициенты выбросов, рекомендуемые МГЭИК (Межправительственная, 2006)

Категория	Подкатегория	Источник выбросов	Код	CH ₄		CO ₂ ¹		N ₂ O		Единицы измерения
				Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	Величина	Неопределенность (% от величины)	
Бурение скважин	Все ²	Сжиг. в факелах, продувки и отведение	1.B.2.a.ii или 1.B.2.b.ii	2,97E-04	-12,5 до +800%	9,00E-04	-12,5 до +800%	ND	ND	Гг на 10 ³ м ³ добытой нефти
Опробование скважин	Все	Сжиг. на факелах, продувки и отведение	1.B.2.a.ii или 1.B.2.b.ii	4,51E-04	-12,5 до +800%	7,95E-02	-12,5 до +800%	5,84E-07	-10 до +1000%	
Обслуживание скважин	Все	Сжиг. на факелах, продувки и отведение	1.B.2.a.ii или 1.B.2.b.ii	9,55E-04	-12,5 до +800%	1,70E-05	-12,5 до +800%	ND	ND	
Добыча газа	Все	Утечки и испарения	1.B.2.b.iii.2	1,22E-02	-40 до +250%	9,70E-05	-40 до +250%	NA	NA	Гг на 10 ⁶ м ³ добытого газа
		Сжиг. на факелах ³	1.B.2.b.ii	8,80E-07	±75%	1,40E-03	±75%	2,50E-08	-10 до +1000%	
Подготовка газа	Установки для нейтрального газа	Утечки и испарения	1.B.2.b.iii.3	7,90E-04	-40 до +250%	2,50E-04	-40 до +250%	NA	NA	Гг на 10 ⁶ м ³ сырого газа, поступившего на подготовку
		Сжиг. на факелах	1.B.2.b.ii	1,40E-06	±75%	2,15E-03	±75%	2,95E-08	-10 до +1000%	
	Установки для высокосернистого газа	Утечки и испарения	1.B.2.b.iii.3	1,59E-04	-40 до +250%	1,30E-05	-40 до +250%	NA	NA	
		Сжиг. на факелах	1.B.2.b.ii	2,85E-06	±75%	4,25E-03	±75%	6,40E-08	-10 до +1000%	
		Удаление сырого CO ₂	1.B.2.b.i	NA	NA	1,07E-01	-10 до +1000%	NA	NA	
	Установки для глубокого извлечения	Утечки и испарения	1.B.2.b.iii.3	1,80E-05	-40 до +250%	2,65E-06	-40 до +250%	NA	NA	
		Сжиг. на факелах	1.B.2.b.ii	8,55E-08	±75%	1,30E-04	±75%	4,65E-08	-10 до +1000%	
	Средневзвешенные значения по категории	Утечки и испарения	1.B.2.b.iii.3	2,50E-04	-40 до +250%	2,00E-05	-40 до +250%	NA	NA	Гг на 10 ⁶ м ³ добытого газа
		Сжиг. на факелах	1.B.2.b.ii	2,40E-06	±75%	3,55E-03	±75%	3,90E-08	-10 до +1000%	
		Удаление сырого CO ₂	1.B.2.b.i	NA	N/A	6,75E-02	-10 до +1000%	NA	N/A	
Транспортировка и хранение газа	Транспортировка	Утечки и испарения	1.B.2.b.iii.4	6,33E-04	-40 до +250%	1,44E-06	-40 до +250%	NA	NA	Гг на 10 ⁶ м ³ товарного газа
		Продувки и отведение	1.B.2.b.i	3,92E-04	-40 до +250%	5,20E-06	-40 до +250%	NA	NA	

	Хранение	Все	1.B.2.b.iii.4	4,15E-05	-20 до +500%	1,85E-07	-20 до +500%	ND	ND	
Распределение газа	Все	Все	1.B.2.b.iii.5	1,80E-03	-20 до +500%	9,55E-05	-20 до +500%	ND	ND	Гг на 10 ⁶ м ³ потребления газа по сетям среднего и низкого давления
Транспортировка сжиженного газа	Конденсат	Все	1.B.2.a.iii.3	1,1E-04	-50 до +200%	7,2E-06	-50 до +200%	ND	ND	Гг на 10 ³ м ³ конденсата и пентанов с более тяжелыми углеводородами
	Сжиженный пнг	Все	1.B.2.a.iii.3	NA	NA	4,3E-04	±100%	2,2E-09	-10 до +1000%	Гг на 10 ³ м ³ сжиженного пнг
	СПГ	Все	1.B.2.a.iii.3	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Гг на 10 ⁶ м ³ товарного газа
Добыча нефти	Природная нефть	Утечки и испарения (Суша)	1.B.2.a.iii.2	3,00E-02	-12,5 до +800%	2,15E-03	-12,5 до +800%	NA	NA	Гг на 10 ³ м ³ добытой природной нефти
		Утечки и испарения (Море)	1.B.2.a.iii.2	5,9E-07	-12,5 до +800%	4,3E-08	-12,5 до +800%	NA	NA	
		Продувки и отведение	1.B.2.a.i	8,55E-04	±75%	1,13E-04	±75%	NA	NA	
		Сжиг. на факелах	1.B.2.a.ii	2,95E-05	±75%	4,85E-02	±75%	7,60E-07	-10 до +1000%	
	Тяжелая нефть/Холодный битум	Утечки и испарения	1.B.2.a.iii.2	6,90E-02	-12,5 до +800%	4,77E-03	-12,5 до +800%	NA	NA	Гг на 10 ³ м ³ добытой тяжелой нефти
		Продувки и отведение	1.B.2.a.i	2,00E-02	-67 до +150%	6,30E-03	-67 до +150%	NA	NA	
		Сжиг. на факелах	1.B.2.a.ii	1,65E-04	-67 до +150%	2,60E-02	-67 до +150%	5,45E-07	-10 до +1000%	
	Термическая добыча нефти	Утечки и испарения	1.B.2.a.iii.2	1,59E-03	-12,5 до +800%	2,55E-04	-12,5 до +800%	NA	NA	Гг на 10 ³ м ³ терм. добытого битума
		Продувки и отведение	1.B.2.a.i	4,15E-03	-67 до +150%	2,60E-04	-67 до +150%	NA	NA	
		Сжиг. на факелах	1.B.2.a.ii	1,90E-05	-67 до +150%	3,20E-02	-67 до +150%	2,85E-07	-10 до +1000%	
Добыча нефти	Синтетическая сырая нефть (из нефтеносных песков)	Все	1.B.2.a.iii.2	2,02E-02	-67 до +150%	ND	ND	ND	ND	Гг на 10 ³ м ³ добытой синт. сырой нефти из нефтеносных песков
	Синтетическая сырая нефть (из нефтеносного сланца)	Все	1.B.2.a.iii.2	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Гг на 10 ³ м ³ добытой синт. сырой нефти из нефтеносного сланца

	Средневзвешенные значения по категории	Утечки и испарения	1.B.2.a.iii.2	1,96E-02	-12,5 до +800%	2,49E-03	-12,5 до +800%	NA	NA	Гг на 10 ³ м ³ общей добычи нефти
		Продувки и отведение	1.B.2.a.i	1,04E-02	±75%	2,15E-03	±75%	NA	NA	
		Сжиг. на факелах	1.B.2.a.ii	2,50E-05	±75%	4,05E-02	±75%	6,40E-07	-10 до +1000%	
Первичная подготовка нефти	Все	Все	1.B.2.a.iii.2	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Гг на 10 ³ м ³ первичной переработки нефти
Транспортировка нефти	Трубопроводы	Все	1.B.2.a.iii.3	5,4E-06	-50 до +200%	4,9E-07	-50 до +200%	NA	NA	Гг на 10 ³ м ³ нефти, переданной по трубопроводам
	Авто- и ж/д цистерны	Продувки и отведение	1.B.2.a.i	2,5E-05	-50 до +200%	2,3E-06	-50 до +200%	NA	NA	Гг на 10 ³ м ³ нефти, перевезенной цистернами
	Погрузка шельфовой нефти на танкеры	Продувки и отведение	1.B.2.a.i	ND	ND	ND	ND	NA	NA	Гг на 10 ³ м ³ нефти, перевезенной танкерными судами
Переработка нефти	Все	Все	1.B.2.a.iii.4	ND	ND	ND	ND	ND	ND	Гг на 10 ³ м ³ переработанной нефти
Распределение очищенных нефтепродуктов	Бензин	Все	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	NA	NA	Гг на 10 ³ м ³ перевезенных нефтепродуктов.
	Дизтопливо	Все	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
	Авиационный бензин	Все	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
	Авиационный керосин	Все	1.B.2.a.iii.5	NA	NA	NA	NA	NA	NA	

NA – не применимо; ND – не определено;

¹ Представленные коэффициенты выбросов CO₂ применимы только для прямых выбросов CO₂, кроме сжигания в факелах, когда данные значения учитываются для суммы прямых выбросов CO₂ и непрямого распределения вследствие атмосферного окисления газообразных выбросов углерода из иных чем CO₂ газов.

² «Все» означает все утечки и испарения, а также продувки и отведение, и выбросы от сжигания на факелах.

³ Конкретные показатели сжигания некондиционных газовых смесей могут в значительной степени различаться в разных регионах. В случаях, когда известны объемы фактически сожженных некондиционных газовых смесей, эти данные следует использовать для определения выбросов в результате сжигания на факелах вместо того, чтобы применять представленные коэффициенты выбросов к показателям производства. Коэффициенты выбросов для прямой оценки выбросов CH₄, CO₂ и N₂O по зарегистрированным объемам сожженных в факелах газов составляют соответственно 0,012, 2,0 и 0,000023 Гг на 10⁶ м³ газа, сожженного в факелах, на основе показателя полноты сжигания в 98% и типичного компонентного газа на установке по переработке газа (т.е. 91,9% CH₄, 0,58% CO₂, 0,68% N₂ и 6,84% неметановых углеводородов по объему).

4.2.2.3 Выбор данных о деятельности

УРОВЕНЬ 1

Данные о деятельности нефтегазовой отрасли, необходимые для уровня 1 выбираются исходя из размерности коэффициентов выбросов (табл. 4.7). Источники данных могут включать:

1. Территориальные органы государственной статистики РФ (Росстат);
2. Региональные подразделения Федеральной службы по надзору в сфере природопользования РФ (Росприроднадзор);
3. Федеральное государственное унитарное предприятия «Центральное диспетчерское управление топливно-энергетического комплекса» (ГП «ЦДУ ТЭК»);
4. Региональные подразделения Министерства энергетики РФ;
5. Предприятия нефтегазовой отрасли.

При работе с источниками исходных данных рекомендуется запрашивать (по возможности) данные в тех единицах, в которых они будут применяться расчете в соответствии с коэффициентом выбросов. Например, согласно с Инструкциями по заполнению форм статистической отчетности⁹, данные по газу сообщаются в объемных единицах, а впоследствии могут быть пересчитаны и опубликованы в статистических отчетах в массовых величинах (Российский статистический ежегодник, 2009; Российский статистический ежегодник, 2011). Поскольку коэффициенты выбросов МГЭИК предусматривают данные о деятельности в единицах объема, во избежание возможных дополнительных погрешностей и двойного пересчета необходимую информацию о газообразных углеводородах рекомендуется запрашивать в территориальных органах Росстата в исходных объемных единицах.

УРОВЕНЬ 2

Данные о деятельности, необходимые для уровня 2 являются такими же, как и для подхода уровня 1. Дополнительные рекомендации по выбору данных о деятельности приведены в Руководящих принципах МГЭИК (Межправительственная, 2006).

⁹ Постановление Госкомстата РФ от 29.05.96 №44 (ред. от 14.10.2009) «Об утверждении Инструкций по заполнению форм федерального государственного статистического наблюдения за эксплуатацией нефтяных и газовых скважин».

ГЛАВА 5 БАЗОВЫЙ (БАЛАНСОВЫЙ) ПОДХОД

5.1 ОБЩИЙ ОБЗОР

Базовый подход – это подход, реализующий принцип расчета «сверху-вниз», в котором для расчета выбросов CO_2 , происходящих от сжигания различных видов ископаемых топливно-энергетических ресурсов, используются данные об общем потреблении топливных ресурсов в регионе. Базовый подход представляет собой метод, который может быть применен на основе относительно легкодоступной энергетической статистики. При подготовке данных для базового подхода сложность может представлять оценка исключенного углерода, т.е. углерода, не выбрасываемого при сжигании топливных ресурсов, а переходящего в конечный продукт или учитываемого в других секторах кадастра. Базовый подход позволяет производить независимую оценку выбросов CO_2 от сжигания топлива лишь с незначительными дополнительными усилиями и необходимыми данными. *Эффективная практика* заключается в использовании для оценки выбросов от сжигания топлива обоих подходов, как секторного, так и базового, и последующее сравнение результатов двух независимых оценок. Значительные различия могут указывать на возможные проблемы с данными о деятельности, значениями низкой теплотворной способности, содержанием углерода и расчетами исключенного углерода (Межправительственная, 2006).

5.2 КАТЕГОРИИ ИСТОЧНИКОВ

Базовый подход разработан для расчета выбросов CO_2 от сжигания, начиная с обобщенных данных по снабжению региона топливно-энергетическими ресурсами. Предполагается, что углерод, содержащийся во вторичных топливных ресурсах, уже учтен в первичных ископаемых топливах, т.е. например: углерод, содержащийся в сырой нефти равен общему содержанию углерода во всех вторичных нефтяных продуктах.

Базовый подход не делает различия между разными категориями источников внутри энергетического сектора и оценивает лишь общую сумму выбросов от категории источников «Сжигание топлива». Выбросы происходят как от сжигания в энергетическом секторе, где топливо используется как источник тепла для перегонки нефти или производства электроэнергии, так и от сжигания при окончательном потреблении топливных ресурсов.

5.3 АЛГОРИТМ

Методология Базового подхода разбивает расчет выбросов углекислого газа от сжигания топливно-энергетических ресурсов на 5 этапов:

Этап 1: Оценка общего «кажущегося» потребления топлива в регионе в физических единицах.

Этап 2: Преобразование в энергетические единицы.

Этап 3: Оценка общего содержания углерода с использованием коэффициентов выбросов.

Этап 4: Расчет исключенного углерода.

Этап 5: Внесение поправки на неокисленный углерод и преобразование в выбросы CO₂.

Эти этапы обобщены в формуле 6.1:

Формула 6.1 – Расчет выбросов CO₂ при сжигании топлива с использованием Базового подхода

$$E_{CO_2} = [((FC_{\text{топливо}} \cdot CF_{\text{топливо}} \cdot EF_{\text{топливо}}) \cdot 10^{-3} - SC_{\text{топливо}}) \cdot COF_{\text{топливо}} \cdot 44/12]$$

где:

E_{CO_2} – Выбросы CO₂, Гг CO₂;

$FC_{\text{топливо}}$ – общее «кажущееся» потребление топливных ресурсов в регионе (производство + ввоз – вывоз – международный бункер – изменения запаса), выраженное в физических единицах, Гг;

$CF_{\text{топливо}}$ – переводный множитель из физических единиц в энергетические единицы (ТДж) на основании низшей теплотворной способности;

$EF_{\text{топливо}}$ – содержание углерода, Гг С/ТДж;

$SC_{\text{топливо}}$ – углерод, содержащийся в сырье или используемый в неэнергетических целях, исключенный из выбросов от сжигания топлива, Гг С;

$COF_{\text{топливо}}$ – доля окисленного углерода (обычно 1, что соответствует полному окислению, меньшие значения используются только для учета незначительного количества углерода, оставшегося в золе или саже).

44/12 – соотношение молекулярного веса CO₂ и С.

5.4 ДАННЫЕ О ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Базовый подход начинается со статистики о производстве различных видов топливно-энергетических ресурсов, их ввозе и вывозе из региона (включая внутрироссийскую и международную торговлю) и изменениях их запасов. Исходя из этой информации, оценивается «Общее «кажущееся» потребление в регионе». Базовый подход требует так же исходных данных о потреблении топливно-энергетических ресурсов в качестве сырья или в неэнергетических целях, где углерод может выбрасываться в ходе деятельности, не учитываемой или лишь частично учитываемой в секторе «Сжигание топлива».

5.4.1 Общее «кажущееся» потребление топливных ресурсов

Для оценки общего «кажущегося» потребления топливно-энергетических ресурсов внутри региона требуются данные о балансе первичных и вторичных топливных ресурсов (добыча и производство, ввоз и вывоз, включая внутрироссийскую и международную торговлю, использование международным морским и воздушным транспортом (бункерное топливо), изменении запаса). Таким образом, положительная составляющая баланса углерода в регионе формируется за счет добычи и производства топливных ресурсов и их ввоза из других регионов или стран, а отрицательная составляющая – за счет вывоза топливных ресурсов в другие регионы или другие страны и за счет ис-

пользования международного бункерного топлива. Необходимо так же учитывать поправку на изменение запаса топливных ресурсов в регионе за год.

Для того, чтобы избежать двойного учета, важно проводить различие между первичными топливными ресурсами, т.е. природным ископаемым топливом, таким как уголь, сырая нефть, природный газ, и вторичными топливными ресурсами, т.е. топливной продукцией, такой как бензин, смазочные материалы и др. продукты переработки первичных топлив. Полный список различных видов топливно-энергетических ресурсов, учитываемых при расчете выбросов CO₂ можно найти в главе 1 тома «Энергетика».

Для расчета общего «кажущегося» потребления топливных ресурсов в регионе необходимы следующие данные по каждому виду топлива и каждому году кадастра:

- Количество произведенных первичных топливных ресурсов.

Производство природного газа измеряется после очистки и экстракции газоконденсатной жидкости и серы. Потери при экстракции, повторно закачанные, высвобожденные и сожженные объемы не учитываются. Производство угля включает экстрагированные или произведенные количества, подсчитанные после каждой операции по удалению примесей. Производство нефти включает рыночное производство и исключает объемы, возвращенные на формирование.

Производство вторичных топливных ресурсов и топливной продукции не включается в расчет, потому что это приведет к двойному счету, т.к. количество углерода, переходящее при производстве во вторичные топливные ресурсы и топливную продукцию, уже было учтено в балансе углерода в составе первичных топливных ресурсов.

- Количество ввезенных на территорию субъекта РФ первичных и на территорию субъекта РФ вторичных топливных ресурсов (включая внутрироссийскую и международную торговлю);
- Количество вывезенных с территории субъекта РФ первичных и вторичных топливных ресурсов (включая внутрироссийскую и международную торговлю);
- Количество первичных и вторичных топливных ресурсов, используемых для международных перевозок (топливо, заправляемое в морские и воздушные суда, совершающие международные рейсы);
- Изменение запасов первичных и вторичных топливных ресурсов.

Таким образом, общее «кажущееся» потребление первичных топливных ресурсов рассчитывается из указанных данных следующим образом:

$$\text{Общее «кажущееся» потребление} = \text{Производство} + \text{Ввоз} - \text{Вывоз} - \text{Международный бункер} - \text{Изменение запаса}$$

Рост запасов топливных ресурсов в регионе в течение года уменьшает очевидное потребление, а уменьшение запасов вызывает повышение общего потребления, поэтому в расчете баланса топливных ресурсов изменение запасов учитывается со знаком «минус». Итоговое общее «кажущееся» потребление всех видов первичных топлив-

но-энергетических ресурсов рассчитывается как сумма общего потребления каждого первичного топлива.

Общее «кажущееся» потребление вторичных топливных ресурсов необходимо прибавить к общему «кажущемуся» потреблению первичных топлив. Производство вторичных видов топливных ресурсов не включается в расчет баланса углерода, т.к. содержащийся в них углерод, уже учтен в общем потреблении первичного топлива, из которого они произведены. Например, оценка общего потребления сырой нефти уже содержит углерод, из которого будет произведен бензин. Общее «кажущееся» потребление вторичных топливных ресурсов рассчитывается следующим образом:

$$\text{Общее «кажущееся» потребление вторичных топлив} = \text{Ввоз} - \text{Вывоз} - \text{Международный бункер} - \text{Изменение запаса}$$

Заметим, что эти расчеты могут давать отрицательные числа для общего «кажущегося» потребления отдельных видов вторичных топливных ресурсов. Это допустимо и указывает на рост нетто вывоза или хранения данного вида топлива в регионе. Итоговое общее «кажущееся» потребление вторичных видов топливных ресурсов рассчитывается как сумма «кажущегося» потребления для каждого из видов вторичных топливных ресурсов.

5.4.2 Преобразование в общие единицы энергии

Исходные данные о потреблении топлива представляются в российской национальной статистике в физических единицах (тыс. т., млн. м³ и др.) или в унифицированных энергетических единицах – тоннах условного топлива (т.у.т.). Для реализации целей базового подхода общее потребление должно быть преобразовано в тераджоули на основе низшей теплотворной способности топлив. Подробное описание преобразования в энергетические единицы приведено в главе 1.

5.5 СОДЕРЖАНИЕ УГЛЕРОДА

Содержание углерода в топливе может значительно различаться как между, так и внутри различных видов первичных топливных ресурсов:

- Для природного газа содержание углерода зависит от состава газа, который, в большей части состоит из метана, но может включать небольшие количества этана, пропана, бутана, СО₂ и тяжелых углеводородов. Природный газ, сжигаемый в факелах на месте добычи, обычно является «влажным», т. е. содержит значительно больше неметановых углеводородов. Соответственно будет различаться и содержание углерода.
- Для сырой нефти содержание углерода может колебаться в зависимости от ее состава. Для вторичных продуктов нефтепереработки, содержание углерода в легких очищенных продуктах, таких как бензин, обычно меньше, чем в более тяжелых продуктах, таких как топочный мазут.

- Для угля содержание углерода на тонну значительно колеблется в зависимости от его состава: содержания углерода, водорода, серы, золы, кислорода и азота.

Так как содержание углерода тесно связано с энергетическим содержанием топлива, изменчивость его содержания незначительна, если данные о деятельности выражены в энергетических единицах.

Поскольку содержание углерода варьируется в зависимости от типа топлива, должны использоваться данные по отдельным категориям топлива и типам продуктов. Рекомендуемые значения содержания углерода, указанные во введении к тому «Энергетика», предлагается использовать только в том случае, если недоступны значения для конкретного региона. При разработке регионального значения содержания углерода для Базового подхода на основе детальных значений потребления, *эффективная практика* предполагает использование среднего взвешенного значения. Для некоторых видов топливных ресурсов (например, угля), содержание углерода может со временем меняться. В этом случае рекомендуется использовать различные значения коэффициента выбросов углерода для различных лет.

5.6 ИСКЛЮЧЕННЫЙ УГЛЕРОД

Следующий этап состоит в исключении из общего объема углерода того количества, которое не ведет к выбросам при сжигании топлива, так как цель состоит в оценке выбросов от топливных ресурсов, израсходованных непосредственно в качестве топлива, т.е. сожженных. Углерод, исключенный из категории сжигания топлива, учитывается в качестве выбросов в другом секторе кадастра (например, в качестве выбросов, связанных с промышленными процессами), либо консервируется в продукте, произведенном из топливных ресурсов.

Основные потоки углерода, учитываемые при расчете исключенного углерода – те, которые применяются в качестве сырья или восстановителей в промышленности или содержатся в продуктах, идущих на неэнергетические цели. В Таблице 6.1 приведены основные топливные ресурсы, относящиеся к каждой из этих групп. Метод оценки выбросов от использования топливных ресурсов в качестве сырья, восстановителей или при использовании продуктов в неэнергетических целях, подробно рассматривается в разделе «Промышленные процессы и использование продукции». Если в регионе имеются другие углеродные продукты ископаемого топлива, которые следует исключить, их необходимо учитывать и документировать.

Ниже рассматриваются основные процессы, связанные с неэнергетическим использованием топливных ресурсов в России:

Неэнергетическое использование твердых топлив

Неэнергетическое использование в промышленности ископаемых твердых углеродосодержащих веществ относится, в основном, к каменному углю. В российской статистике к каменному углю относится антрацит, уголь для коксования и, собственно, каменный уголь. Основное неэнергетическое использование каменного угля происходит при высокотемпературном пиролизе (коксовании). На это уходит до 30% общего объема

добычи исходного каменного угля. При коксовании уголь разлагается на сухой остаток – кокс (75% по массе) и необработанный коксовый газ (25% по массе). Неэнергетическое использование кокса определяется применением его в качестве восстановителя и сырья для производства электродов в черной и цветной металлургии. Сырой коксовый газ перерабатывается с целью получения коксового газа, каменноугольной смолы и аммиака. Сухой коксовый газ затем сжигается для поддержания температуры пиролиза, то есть используется в энергетических целях. Смола, в свою очередь, служит сырьем для получения бензола, толуола и прочих продуктов коксохимии (производимых в количестве более 400 видов), а также каменноугольного пека, применяемого затем для производства электродов, используемых в цветной металлургии.

Таблица 6.1 – Топливные ресурсы, используемые в качестве сырья, восстановителей и для неэнергетических целей

Использование в качестве сырья	Нафта
	Сжиженный нефтяной газ
	Газ нефтеперерабатывающих заводов
	Дизтопливо топливо и керосин
	Природный газ
	Этан
Использование в качестве восстановителя	Печной кокс (металлургический кокс) и нефтяной кокс
	Уголь и каменноугольная смола
	Природный газ
Неэнергетическое использование конечных продуктов	Битум
	Смазочные материалы
	Твёрдые парафины
	Уайт-спирит
	Природные газ (закачка в пласт)

Неэнергетическое использование природного газа

Неэнергетическое использование природного газа состоит из 3 частей:

- Использование в качестве сырья в химической промышленности для производства синтез-газа с целью дальнейшего получения аммиака, метанола, формальдегида и ряда других продуктов химической промышленности;
- Использование природного газа для поддержания давления при нефтедобыче,
- Использование в качестве восстановителя в металлургической промышленности при производстве губчатого железа.

Неэнергетическое использование нефти и нефтепродуктов

Большая часть добываемой нефти подвергается переработке с целью получения вторичных нефтепродуктов, которые либо являются конечными продуктами, либо используются в качестве сырья при дальнейшем производстве. Неэнергетическое использование нефти в Российской Федерации составляет около 10 – 20% общего использования нефти и состоит из следующих процессов:

- Производство нефтяных масел, в том числе смазочных (моторных, трансмиссионных, промышленных, энергетических) и других (не смазочных) масел, используемых в качестве рабочих жидкостей в тормозных системах;
- Производство углеродных и вяжущих материалов (нефтяные коксы, нефтебитумы, нефтяные пеки);
- Производство нефтехимического сырья, в том числе ароматических углеводородов (бензол, толуол, ксилолы и т. д.), сырья для пиролиза (попутные нефтяные газы, прямогонные бензиновые фракции) и парафинов и церезинов;
- Производство нефтепродуктов специального назначения (термогазойль, присадки к маслам).

5.6.1 Использование в качестве сырья

Важно иметь в виду, что выбросы углерода от использования топливных ресурсов в качестве сырья описываются в категориях источников сектора «Промышленные процессы». Следовательно, весь углерод в топливе, поставляемом как сырье, исключается из углерода, учитываемого в базовом подходе. Например, выбросы от использования кокса в черной металлургии учитываются в категории «Черная металлургия» сектора «Промышленные процессы». Для того, чтобы избежать двойного учета весь кокс, отнесенный в статистике к черной металлургии, в кадастре при расчете по базовому подходу рассматривается как исключенный углерод. Таким образом, данные об исключенном углероде за счет использования кокса в черной металлургии вычтены из расчетов эмиссии CO₂ по базовому методу. Весь временной ряд данных по использованию кокса в черной металлургии, производству и неэнергетическому использованию нефтебитума и смазочных материалов должен быть согласован с данными, использующимися при проведении расчетов в секторе «Промышленные процессы».

Большая часть топлива, используемого как сырье, используется для повышения тепла на нефтеперегонных заводах или в других производствах. Например, газойль или природный газ могут поставляться с целью повышения тепла дополнительно к их использованию в качестве сырья. Поэтому важно, чтобы из общего количества углерода топливно-энергетических ресурсов вычиталось только количество топлива, поставленного как сырье. Различие между использованием топлива в качестве сырья и сжиганием топлива требует тщательного учета и документирования.

Переработка сырья может давать побочные продукты в виде газов или масел. Соответственно, часть поставок сырья для определенного процесса может использоваться для снабжения этого процесса топливом. Однако так как одной из целей Базового подхода является простота, здесь необходимо сохранить полное исключение сырьевого углерода. *Эффективная практика* заключается в том, что любые расхождения между Базовым и Секторным подходами должны быть определены и разъяснены.

5.6.2 Восстановители

ПЕЧНОЙ КОКС И НЕФТЯНОЙ КОКС

При использовании кокса в качестве восстановителя в промышленных процессах, возникающие «отходящие газы» могут сжигаться на месте для получения дополнительного тепла, либо они сжигаются в другом месте, попадая в другую категорию источников. В последнем случае выбросы описываются как сжигание топлива. Однако, поскольку данные об этой деятельности не всегда имеются в наличии и для сохранения простоты Базового подхода, количества кокса, поставленного для производства чугуна, стали и цветных металлов, необходимо исключить из общего количества углерода. Результат этого исключения отражается при объяснении разнице между Базовым и Секторным подходами при их сравнении.

УГОЛЬ И КАМЕННОУГОЛЬНАЯ СМОЛА

Распыленный уголь используется в основном в производстве чугуна и стали и учитывается в секторе «Промышленные процессы». Только в том случае, если какое-то количество доменного газа будет переведено в другую промышленность в качестве топлива, выбросы будут классифицированы в секторе «Энергетика», но доля выбросов, относимых к распыленному углю и другим углеводородам, будет весьма малой.

Перегонка угля в доменных печах для получения кокса ведет к образованию смол или легких фракций нефти, извлеченных из доменного газа. Легкие фракции нефти включают бензол, толуол, ксилол и неароматические соединения, также, как и небольшие количества других химикатов. Смолы включают нафталин, антрацен и деготь. Легкие фракции нефти ценны в качестве растворителей или основных химикатов. Выбросы, связанные с их получением предпочтительно учитывать в секторе «Промышленные процессы».

Дегти часто используются как связующее вещество при производстве анодов. Более тяжелые фракции нефти, связанные с дегтями, могут использоваться в красителях, консерваторах дерева или дорожных битумах при укладке асфальта. Все эти виды деятельности учитываются в секторе «Промышленные процессы» и связанные с ними выбросы исключаются из сжигания топлива.

На производящих кокс заводах, где масла или смолы сжигаются для подъема температуры, рекомендуется учитывать все случаи подобного производства, чтобы объяснить разницу между Базовым и Секторным подходами, когда будет проводиться их согласование.

ПРИРОДНЫЙ ГАЗ

На некоторых заводах, производящих чугун или сталь, природный газ может вводиться в доменные печи как восстановитель в процессе производства чугуна. Классификация выбросов, связанных с введением газа, идентична рассмотренной выше классификации распыленного угля; а количества вводимого природного газа должны быть исключены.

5.6.3 Использование неэнергетических продуктов

БИТУМ

Битум и асфальт используются для покрытия дорог и крыш, где содержащийся в них углерод хранится в течение длительных периодов времени. Следовательно, в годовых кадастрах отсутствуют выбросы от сжигания топлива, происходящие от поставок битума.

СМАЗОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Статистика смазочных материалов обычно охватывает не только использование смазок в устройствах, но также масла и смазки для промышленных целей, теплоносители и смазочно-охлаждающие жидкости. Все поставки смазочных материалов должны исключаться из Базового подхода. Посредством этого предотвращается возможный двойной учет выбросов от сжигания отходов смазочных материалов, учтенных в Базовом подходе в категории «Другие виды ископаемого топлива», но игнорируется включение выбросов от смазочных материалов в двухтактных двигателях.

ТВЕРДЫЕ (НЕФТЯНЫЕ) ПАРАФИНЫ

Все нефтяные парафины исключаются из Базового подхода. Среди многих способов использования твердых парафинов существует два основных способа, ведущих к сжиганию топлива, как это определено в разделе 1.2. Это сжигание свечей в нагревающих или обогревающих устройствах (например, в жаровнях) и сжигание материалов, покрытых парафином на муниципальных мусоросжигательных заводах с использованием вторичного тепла. Использование свечей для освещения считается в основном декоративной целью и не включается в сжигание топлива. Выбросы от сжигания парафинов на муниципальных мусоросжигательных заводах с использованием вторичного тепла уже включены в Базовый подход (в категории «Другие виды ископаемого топлива»), так что соответствующие количества парафина необходимо исключить. Данные о вкладе оставшихся незначительных источников энергии очень сложно получить, так что в рамках Базового подхода эти источники исключены из сжигания топлива.

УАЙТ-СПИРИТ

Уайт-спирит приводит к выбросам от растворителей, которые не являются выбросами от сжигания топлива и, следовательно, должны быть исключены.

ПРИРОДНЫЙ ГАЗ

Используется для поддержания давления в нефтяных скважинах, обычно относится в статистике к нетопливному использованию. Соответствующее количество природного газа должно быть учтено при расчете исключенного углерода.

5.6.4 Метод оценки исключенного углерода

Количество углерода, который необходимо исключить из выбросов от сжигания топлива, рассчитывается в соответствии с формулой 6.2. Данные о деятельности для каждого продукта даны в таблице 6.2.

Формула 6.2 - Углерод, исключенный из выбросов от сжигания топлива

$$SC_{\text{топливо}} = AD_{\text{топливо}} \cdot CC_{\text{топливо}} \cdot 10^{-3}$$

где:

$SC_{\text{топливо}}$ – углерод, исключенный из расчета выбросов от сжигания топлива, Гг С;

$AD_{\text{топливо}}$ – данные об использовании топливных ресурсов с неэнергетическими целями, ТДж;

$CC_{\text{топливо}}$ – содержание углерода в топливе, используемом с неэнергетическими целями, Гг С/ТДж.

Таблица 6.2 - Данные о деятельности для потоков исключенного углерода

Топливо	Данные о деятельности ¹⁰
Сжиженный нефтяной газ, этан, нефтяной газ, газ нефтеперерабатывающих заводов, дизтопливо, керосин	Поставки в нефтехимическую промышленность ¹¹
Битум	Общий объем поставок
Смазочные материалы	Общий объем поставок
Твёрдые парафины ¹²	Общий объем поставок
Уайт-спирит ¹²	Общий объем поставок
Кокс	Общий объем поставок
Нефтяной кокс, Металлургический кокс	Объем поставок в отрасли производства чугуна и стали, и цветных металлов
Каменноугольная смола	Поставки в химическую промышленность
Легкие масла из угля	Поставки в химическую промышленность и строительство
Природный газ	Поставки в качестве сырья и в качестве восстановителя для прямого восстановления железа в производстве чугуна и стали

5.7 НЕОКИСЛЕННЫЙ ПРИ СЖИГАНИИ ТОПЛИВА УГЛЕРОД

Небольшая часть топливного углерода при сгорании не подвергается окислению, но позже, поступив в атмосферу, окисляется. Предполагается, что тот углерод, который остается неокисленным (например, в виде сажи или золы), сохраняется в течение неопределенного срока. Для целей Базового подхода, если конечно отсутствует дополнительная информация по конкретному региону, следует использовать рекомендуемое значение 1 (полное окисление).

¹⁰ Поставки относятся к общему количеству поставленных топливно-энергетических ресурсов всех видов, включая вторичные топливные ресурсы

¹¹ В целях Базового подхода поставки, используемые как данные о деятельности, должны быть свободными от любых нефтепродуктов, возвращенных на нефтеперегонные предприятия из процессов нефтехимической переработки.

5.8 СРАВНЕНИЕ БАЗОВОГО И СЕКТОРНОГО ПОДХОДОВ

Базовый подход и Секторный подход часто имеют различающиеся результаты, поскольку базовый подход строится по нисходящему принципу (сверху-вниз), в котором используются данные по топливно-энергетическим ресурсам региона, но подробная информация о том, как используется тот или иной вид топлива в разных отраслях, отсутствует. Базовый подход обеспечивает оценки CO_2 для сравнения с оценками, полученными с помощью секторного подхода. Обычно расхождение между этими подходами относительно мало (5%), когда сравнение идет с общим расходом углерода. Если (1) фугитивные выбросы пропорциональны массовому расходу топлива при производстве и/или трансформации; (2) изменения в запасах у конечных потребителей не значительны и (3) статистические различия в данных по энергоресурсам не велики, как Базовый, так и Секторный подходы дают примерно одинаковые оценки выбросов CO_2 .

Если отмечаются значительные расхождения и значительные отклонения временного ряда, то основные причины могут заключаться в следующем:

- Значительные **статистические различия** между данными о снабжении региона топливно-энергетическими ресурсами и их потреблением. Статистические различия возникают из-за того, что сбор данных производится разными органами, начиная от производства топливно-энергетических ресурсов в местах добычи до разных стадий последующей обработки и использования. Это нормально и является характерной частью топливного баланса. Значительные случайные расхождения следует всегда изучать для того, чтобы определить их причину, но также важно рассматривать и незначительные статистические различия, которые систематически указывают на то, что предложение превысило спрос (или наоборот).
- **Дисбаланс массы** между сырой нефтью и другими видами сырья, поступающими на переработку, и (валовым) объемом производимых нефтепродуктов.
- Использование **приблизительных значений теплотворной способности и содержания углерода** в случае первичного топлива, большая часть которого преобразуется во вторичные виды топлива, чем используется непосредственно с энергетическими целями. При этом оценка выбросов CO_2 в базовом подходе проводится на основе расчетного «общего» потребления топлива, в результате чего для условий России количество потребленных первичных (природных) топлив оказывается завышенным, а вторичных – заниженным. Учитывая, что к первичным и вторичным топливам применяются разные расчетные параметры (например, содержание углерода) это приводит к дополнительным расхождениям при сравнении с результатами секторного подхода и может вести к переоценке или недооценке выбросов по Базовому подходу.

- Неверное распределение количества топлива, используемого в качестве сырья для преобразования в другие виды топлива, и сожженного с энергетическими целями.

При согласовании различия между Базовым подходом и Секторным подходом Уровня 1 важно удостовериться в том, что количества топливных ресурсов, учтенных как сырье для производства вторичных топлив и непосредственно в качестве топлива (например, для коксовых печей), отражены верно. Заметим, что в энергетической статистике количество топливных ресурсов, используемых в качестве сырья на производство нетопливной продукции и на переработку в другие виды топлива, учитывается отдельно. Если какие-либо производные продукты используются как топливо в процессе преобразования, то соответствующие количества должны учитываться в секторе энергетики энергетического баланса. В Секторном подходе Уровня 1 исходные данные об использовании топливных ресурсов в качестве сырья для производства топливной продукции не должны включаться в данные о деятельности, используемые для оценки выбросов. При этом в Базовом подходе, при расчете исключенного углерода используются только данные об использовании топливных ресурсов в качестве сырья для производства нетопливной продукции и в неэнергетических целях

- Отсутствие информации о сжигании отдельных продуктов переработки топлив.

Выбросы от сжигания вторичного и третичного топлив, являющихся побочными продуктами производственных процессов и процессов переработки топлива (например, коксовый газ) могут быть опущены в Секторном подходе Уровня 1, если данных мало или они недоступны. Однако, сжигание таких видов топливных ресурсов должно быть включено в Секторный подход для всех вторичных продуктов. Если этого не делать, то может произойти недооценка Секторного подхода.

- **Упрощения в Базовом подходе.** Существуют небольшие количества углерода, которые необходимо включить в Базовый подход, так как их выбросы относятся к сжиганию топлива. Эти количества исключались там, где их поток невелик или не представлен основной статистикой в данных об энергетике. Примеры объемов, не учитываемых в Базовом подходе, включают смазки для двухтактных двигателей, доменные и другие побочные газы, используемые для сжигания топлива вне их категории источников производства, а также сжигание парафиновых продуктов в мусоросжигательных установках с получением тепла. С другой стороны, существуют потоки углерода, которые необходимо исключить из Базового подхода, но по похожим причинам невозможно найти практический способ их исключения, не перегружая расчеты. Сюда входят уголь и другие углеводороды, вводимые в доменные печи, также, как и коксы, используемые как восстановители при производстве неорганических химикатов. Результаты этих упрощений будут видны при сравнении расхождений между Базовым подходом и Секторным

подходом, и, в случае если данные доступны, их величина может быть оценена.

- Отсутствие **информации об изменениях в запасах**, которое может произойти на уровне конечного потребителя. Соответствие потребительских запасов зависит от метода, используемого в Секторном подходе. Если используются данные о поставках (как это часто происходит), то изменения потребительских запасов не имеют значения. Однако если Секторный подход использует данные о реальном потреблении топлива, то может возникнуть переоценка или недооценка в Базовом подходе.
- Высокие **потери распределения** газа приведут к тому, что данные Базового подхода будут превышать данные Секторного подхода.
- **Неучтенное потребление** газа или другого топлива может привести к недооценке в Секторном подходе.
- Необходимо отметить, что для регионов, **которые производят и экспортируют большие объемы топливных ресурсов**, неопределенность остаточного снабжения может быть значительной и оказывать влияние на Базовый подход.

5.9 ИСТОЧНИКИ ДАННЫХ

Для базового подхода исходной информацией для расчета являются статистические данные о снабжении региона топливно-энергетическими ресурсами. Предпочтительным является использование данных территориальных органов Федеральной службы государственной статистики (официальные публикации, статистические ежегодники, отчеты), данных форм регулярной статистической отчетности, представляемых в территориальные и федеральные органы Росстата, ведомственных данных, например, Министерства энергетики РФ (Топливо-энергетический баланс субъектов Российской Федерации, годовые отчеты). Возможно так же использование отчетов поставщиков (продавцов) топлива и статистика продаж. Эффективным способом получения исходных данных является обращение с запросами в территориальные органы федеральной службы государственной статистики, профильные министерства, к производителям и поставщикам топливно-энергетических ресурсов.

5.10 НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

Если Базовый подход является первичным методом расчета выделения CO₂ при сжигании топлива, то *эффективная практика* заключается в выполнении анализа неопределенностей.

5.10.1 Данные о деятельности

Общая неопределенность в данных о деятельности представляет собой комбинацию как систематических, так и случайных ошибок. Эксперты считают, что неопределенность данных о деятельности в странах и регионах с хорошо развитой статистикой колеблется в пределах $\pm 5\%$ для конкретного топлива. В странах и регионах с менее

развитой системой статистики этот процент может быть значительно выше, возможно, около $\pm 10\%$ для конкретного топлива.

5.10.2 Содержание углерода и низшая теплотворная способность

Неопределенности, связанные с содержанием углерода и низшей теплотворной способностью, происходят из-за двух основных элементов: точности с которой изменяются значения, и изменчивости в источнике снабжения топливом и количестве выборок доступных снабжений. Следовательно, ошибки могут считаться в основном случайными. Неопределенность будет происходить, прежде всего, от изменчивости в составе топлива. Для продаваемого топлива неопределенность скорее всего будет ниже, чем для топлива, не участвующего в продажах.

5.10.3 Коэффициенты окисления

Рекомендуемых диапазонов неопределенности для коэффициентов окисления нет. Неопределенности коэффициентов окисления могут быть получены на основе информации о полноте сжигания в используемом оборудовании, предоставленной крупными потребителями топливно-энергетических ресурсов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бараз В.И. «Добыча, подготовка и транспорт нефтяного газа». – М.: Недра, 1975.
2. Габриэлянц Г.А. «Геология нефтяных и газовых месторождений». – М.: Недра, 1984.
3. «Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР». Гл. ред. А.И. Кравцов, в 3-х томах. – М.: Недра, 1979.
4. Госкомстат, 1999. Об утверждении «Методологических положений по расчету топливно-энергетического баланса Российской Федерации в соответствии с международной практикой». Постановление Госкомстата РФ от 23.06.1999 N 46.
5. Григорьев М., Попов В. «Проверяйте пробу, не отходя от скважин». //Нефтегазовая вертикаль. – 2002. – №12, С. 8-12.
6. Каламкарров Л.В. «Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран Нефтегазоносные провинции и области России и зарубежных стран». Изд. 2-е, испр. и доп. – М.: Издательство «НЕФТЬ И ГАЗ» РГУ нефти и газа им. И.М. ГУБКИНА, 2005. – 570 с.
7. Каламкарров Л.В., Павлинич М.Ф., Самсонов Ю.В. «Нефтегазоносные провинции и области России и ближнего зарубежья». Учебное пособие. – М.: ГАНГ, 1997. – 58 с.
8. Малышев Ю.Н., Айруни А.Т. «Комплексная дегазация угольных шахт». – М.: Издательство академии горных наук, 1999, –327 с.
9. Межгосударственный стандарт. ГОСТ 30319.0-96. Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения. – М: ИПК Издательство стандартов, 2000.
10. Межгосударственный стандарт. ГОСТ 3900-85. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности. – М: ИПК Издательство стандартов, 1987.
11. Межгосударственный стандарт. ГОСТ 8.595-2010. Государственная система обеспечения единства измерений. Плотность и объем нефти. Таблицы коэффициентов пересчета плотности и массы. – М: Стандартиформ, 2011.
12. Межправительственная группа экспертов по изменению климата, 2006. Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК 2006г. Подготовлены Программой МГЭИК по национальным кадастрам парниковых газов. Под ред. С. Игглестона, Л.Буэндиа, К.Мива, Т.Нгара и К.Танабе. Т.1-5. ИГЕС, Япония. (<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/russian/index.html>)
13. МЭА, 2007. Международное энергетическое агентство. Организация экономического сотрудничества и развития. Руководство по энергетической статистике. Париж, ОЭСР/МЭА.
14. Национальный стандарт Российской Федерации. ГОСТ Р 8.595-2004. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений. – М: ИПК Издательство стандартов, 2005.

15. Нефти и газовые конденсаты России: Справочник. – Т.1. Нефти Европейской части и газовые конденсаты России. (Под ред. К.А. Демиденко). – М.: ООО «ТУМА ГРУПП». Издательство «Техника», 2000. – 192 с.
16. Нефти и газовые конденсаты России: Справочник. – Т.2. Нефти Сибири. (Под ред. К.А. Демиденко). – М.: ООО «ТУМА ГРУПП». Издательство «Техника», 2002. – 160 с.
17. Николайкин Н.И., Смирнова Ю.В., Карпин Б.Н. «Промышленная экология: Расчет выбросов загрязняющих веществ от воздушных судов». Пособие для практических занятий и дипломного проектирования. – М.: МГТУ ГА, 2006, – 58 с.
18. Норман Дж. Хайн. «Геология, разведка, бурение и добыча нефти». (Серия «Для профессионалов и неспециалистов»). – М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2008.
19. РД 153-39-007-96. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений. – М., 1996.
20. Российская Федерация, 2006. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом. – М., 2006. (http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submission/items/3734.php)
21. Российская Федерация, 2009. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом. В 2-х томах. – М., 2009. (http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submission/items/4771.php).
22. Российская Федерация, 2014. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом. В 2-х томах. – М., 2014. (http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submission/items/8108.php)
23. Российский статистический ежегодник. Стат. сб. – М.: Росстат, 2011. – 795 с.
24. Российский статистический ежегодник. Стат. сб. – М.: Росстат, 2009. – 795 с.
25. Рудин М.Г., Сомов В.Е., Фомин А.С. Карманный справочник нефтепереработчика. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2004. – 336 с. Книжников А. Ю., Пусенкова Н.Н. «Проблемы и перспективы использования нефтяного попутного газа в России» // Экологический вестник России. – 2009. – № 9. – С. 8-12
26. Соловьянов А.А., Андреева Н.Н., Крюков В.А., Лятс К.Г. «Стратегия использования попутного нефтяного газа в Российской Федерации». – М.: ЗАО «Редакция газеты «Кворум», 2008.
27. СТО Газпром 102-2011. «Инвентаризация выбросов парниковых газов». – М., 2012.
28. СТО Газпром 11-2005. Корпоративный стандарт ОАО «Газпром». Методические указания по расчету валовых выбросов углеводородов (суммарно) в атмосферу в ОАО «Газпром». – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2005.
29. Уварова Н.Е. «Атмосферная эмиссия парниковых газов от нефтегазового сектора России». Дис. ...канд. геогр. наук 2012.

30. Уварова Н.Е., Гитарский М.Л. Эколого-климатические проблемы нефтедобычи Экологический вестник России, 2010, №12, с. 24-27
31. Характеристики воздушных судов, эксплуатируемых российскими авиаперевозчиками в 2010 г. Ежегодник АТО. – М., АТО, 2011, с. 132-144.
32. Flared Gas Utilization Strategy. Opportunities for Small-Scale Uses of Gas. The International Bank for Reconstruction and Development. The World Bank, 2004, 113 pp.
33. IPCC, 2000, Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories. IPCC National Greenhouse Gas Inventories Programme. Geneva: IPCC.
34. Lechtenböhrmer, S., Dienst, C., Fishedick, M., Hanke, T., Fernandez, R., Robinson, D., ... Gillis, B., 2005, Greenhouse Gas Emissions from the Russian Natural Gas Export Pipeline System, Results and Extrapolation of Measurements and Surveys in Russia: A Project on behalf of E. ON Ruhrgas AG. Wuppertal and Mainz: Wuppertal Institute for Climate, Environment and Energy in co-operation with Max-Planck-Institute for Chemistry; [cited 2014 Aug. 20]. Available from: <http://www.wupperinst.org/download/1203-report-en.pdf>

ПРИЛОЖЕНИЕ. РАБОЧИЕ ФОРМУЛЯРЫ

Сектор	Энергетика								
Категория	Деятельность, связанная со сжиганием топлива								
Код категории	1A ^(a)								
Лист	1 из 4 (CO ₂ , CH ₄ и N ₂ O от сжигания топлива по категориям источников – Этап 1)								
	Потребление энергии					CH ₄		N ₂ O	
	А Потребление (масса, объем или другие единицы)	В Коэффициент пересчета ^(b) (TJ/единица)	С Потребление (TJ)	Д Коэффициент выброса CO ₂ (кг CO ₂ /TJ)	Е Выбросы CO ₂ (Гг CO ₂)	Ф Коэффициент выброса CH ₄ (кг CH ₄ /TJ)	Г Выбросы CH ₄ (Гг CH ₄)	Н Коэффициент выброса N ₂ O (кг N ₂ O /TJ)	И Выбросы N ₂ O (Гг N ₂ O)
			C=A*В		E=C*D/10⁶		G=C*F/10⁶		I=C*N/10⁶
Жидкое топливо									
Сырая нефть									
Природный газоконденсат (ПГК)									
Автомобильный бензин									
Авиационный бензин									
Бензин для реактивных двигателей									
Авиационный керосин									
Другие виды керосина									
Сланцевое масло									
Газойль / Дизельное топливо									
Мазут									
Сжиженный нефтяной газ									
Этан									
Лигроин									
^a Заполните копию этого листа для каждой категории источников и вставьте название источника категории рядом с номером листа. ^b Когда потребление выражается в единицах массы или объема, коэффициент пересчета принимается по таблице 1.3 Тома 2. Энергетика									

Сектор	Энергетика								
Категория	Деятельность, связанная со сжиганием топлива								
Код категории	1A^(а)								
Лист	2 из 4 (CO₂, CH₄ и N₂O от сжигания топлива по категориям источников – Этап 1)								
	Потребление энергии			CO₂		CH₄		N₂O	
	A Потребление (масса, объем или другие еди- ницы)	B Коэффициент пересчета (TJ/единица)	C Потребле- ние (TJ)	D Коэффициент выброса CO ₂ (кг CO ₂ /TJ)	E Выбросы CO ₂ (Гг CO ₂)	F Коэффициент выброса CH ₄ (кг CH ₄ /TJ)	G Выбросы CH ₄ (Гг CH ₄)	H Коэффициент выброса N ₂ O (кг N ₂ O /TJ)	I Выбросы N ₂ O (Гг N ₂ O)
			C=A*B		E=C*D/10⁶		G=C*F/10⁶		I=C*H/10⁶
Смазочные материа- лы									
Нефтяной кокс									
Газ нефтеперераба- тывающих заводов									
Парафины									
Уайт-спирит и про- мышленные раство- рители									
Моторное топливо									
Другие нефтепро- дукты									
Твердое топливо									
Антрацит									
Коксующийся уголь									
Другие виды Битуминозного угля (каменный уголь)									
Лигнит/бурый уголь									
Горючий сланец и битуминозные пески									
Брикетируемый бурый уголь									
^a Заполните копию этого листа для каждой категории источников и вставьте имя категории источников, рядом с номером листа.									

Сектор	Энергетика								
Категория	Деятельность, связанная со сжиганием топлива								
Код категории	1A ^(a)								
Лист	3 из 4 (CO₂, CH₄ и N₂O от сжигания топлива по категориям источников – Этап 1)								
	Потребление энергии					CH₄		N₂O	
	A Потребление (масса, объем или другие единицы)	B Коэффициент пересчета (TJ/единица)	C Потребление (TJ)	D Коэффициент выброса CO ₂ (кг CO ₂ /TJ)	E Выбросы CO ₂ (Гг CO ₂)	F Коэффициент выброса CH ₄ (кг CH ₄ /TJ)	G Выбросы CH ₄ (Гг CH ₄)	H Коэффициент выброса N ₂ O (кг N ₂ O /TJ)	I Выбросы N ₂ O (Гг N ₂ O)
			C=A*B		E=C*D/10⁶		G=C*F/106		I=C*H/106
Каменноугольные брикеты									
Печной (доменный) кокс									
Газовый кокс									
Каменноугольные смолы									
Газ газоперерабатывающих заводов (заводской газ)									
Коксовый газ									
Доменный газ									
Газ кислородных плавиль- ных печей									
Природный газ									
Природный газ (сухой)									
Другие виды ископаемого топлива									
Бытовые отходы (небиоло- гические фракции)									
Промышленные отходы									
Нефтяные отходы									
Торф									
Торф									
Брикеты и полубрикеты торфяные									
Всего									
^a Заполните копию этого листа для каждой категории источников и вставьте название источника категории рядом с номером листа.									

Сектор	Энергетика								
Категория	Деятельность, связанная со сжиганием топлива								
Код категории	1А^(а)								
Лист	4 из 4 (CO₂, CH₄ и N₂O от сжигания топлива по категориям источников – Этап 1)								
	Потребление энергии								
	А Потребление (масса, объем или другие единицы)	В Коэффици- ент пересче- та (TJ/единица)	С Потребле- ние (TJ)	Д Коэффициент выброса CO ₂ (кг CO ₂ /TJ)	Е Выбросы CO ₂ (Гг CO ₂)	Ф Коэффициент выброса CH ₄ (кг CH ₄ /TJ)	Г Выбросы CH ₄ (Гг CH ₄)	Н Коэффициент выброса N ₂ O (кг N ₂ O /TJ)	І Выбросы N ₂ O (Гг N ₂ O)
			C=A*B		E=C*D/10⁶		G=C*F/10⁶		I=C*N/10⁶
	Биомасса			Справочная информация¹⁵					
Древесина/ древесные отходы									
Щелок									
Другие виды первичной твердой биомассы									
Древесный уголь									
Биобензин									
Био-дизтопливо									
Другие виды жидкого биотоплива									
Газ из органических отходов									
Канализационный газ									
Другие биогазы									
Бытовые отходы (фракция биомассы)									
				Всего		Всего		Всего	
^а Заполните копию этого листа для каждой категории источников и вставьте название источника категории рядом с номером листа. ^б Справочная информация: Выбросы от топлива в виде биомассы сообщается только в качестве справочной информации, потому что они не добавляются к национальным итогам.									

Сектор		Энергетика				
Категория		Твердое топливо				
Код категории		1В 1				
Лист		1 из 1 Выбросы CH ₄ и CO ₂ от угледобычи и последующих операций с добытым углем (Уровень)				
Выбросы CH ₄						
Категория источников		А Количество добываемого угля (тонн)	В Коэффициент выбросов (м ³ тонн ⁻¹)	С Выбросы метана (м ³) C = A*B	Д Коэффициент преобразования (Гг CH ₄ м [^])	Е Выбросы метана (Гг CH ₄) E=C*D
Добыча угля подземным способом	Добыча				0,67x10 ⁻⁶	
	Последующие операции с углем				0,67x10 ⁻⁶	
Добыча угля открытым способом	Добыча				0,67x10 ⁻⁶	
	Последующие операции с углем				0,67x10 ⁻⁶	
Всего:						
Утилизация шахтного метана		Не применимо			0,67x10 ⁻⁶	
Итого ¹ :						
Выбросы CO ₂						
Категории источников		А Количество добываемого угля (тонн)	В Коэффициент выбросов (м ³ тонн ⁻¹)	С Выбросы углекислого газа (м ³) C=A*B	Д Коэффициент преобразования (Гг CO ₂ м [^])	Е Выбросы CO ₂ (Гг CO ₂) E=C*D
Добыча угля подземным способом	Добыча				1,83x10 ⁻⁶	
	Последующие операции с углем				1,83x10 ⁻⁶	
Добыча угля открытым способом	Добыча				1,83x10 ⁻⁶	
Добыча угля подземным способом	Последующие операции с углем				1,83x10 ⁻⁶	
Всего:						

¹ Итоговый выброс метана от угледобычи является разностью суммы выбросов при добыче угля подземным и открытым способами и величины утилизированного шахтного метана.

Сектор	Энергетика				
Категория	Твердое топливо				
Код категории	1В 1				
Лист	1 из 1 (Выбросы метана от закрытых угольных шахт)				
Выбросы CH ₄					
	А Количество закрытых шахт	В % Газосодержащие угольные шахты	С Коэффициент выбросов (м ³ год ⁻¹)	Д Коэффициент преобразования (Гг CH ₄ м ⁻³)	Е Выбросы метана (Гг CH ₄) E=A*B*C*D
Подземная добыча				0,67x10 ⁻⁶	
				Всего:	

Сектор	Энергетика				
Категория	Твердое топливо				
Код категории	1В 1				
Лист	1 из 1 (Выбросы при сжигании утилизированного шахтного метана без получения тепла и энергии ¹)				
Парниковый газ	А Объем сжигаемого метана (м ³)	В Коэффициент преобразования (Гг CH ₄ м ⁻³)	С Коэффициент недожога	Д Стехиометрический коэффициент массы	Е Выбросы CO ₂ (Гг CO ₂) E=A*B*C*D
CO ₂		0,67×10 ⁻⁶	0,98	2,75	
CH ₄			0,02	1	
				Всего:	

¹ Выбросы от сжигания утилизированного шахтного метана для получения тепла и энергии, в том числе для собственных нужд предприятий включены в раздел сжигания топлива стационарными источниками

Сектор		Энергетика							
Категория		Нефть и природный газ							
Код категории		1В 2							
Лист		1 из 2							
				CO₂		CH₄		N₂O	
Код категории	Название сектора	Подкатегори я	А Деятельност ь	В Коэффици- ент выбро- сов	С Выбросы (Гг)	Д Коэффици- ент выбро- сов	Е Выбросы (Гг)	Ф Коэффици- ент выбро- сов	Г Выбросы (Гг)
					C=A*B		E=A*D		G=A*F
1.B.2	Нефть и природный газ								
1.B.2.a	Нефть								
1.B.2.a.i	Продувка и отведение газов								
1.B.2.a.ii	Сжигание на факелах								
1.B.2.a.iii	Все прочее								
1.B.2.a.iii.1	Разведка								
1.B.2.a.iii.2	Добыча и первичная перера- ботка								
1.B.2.a.iii.3	Транспортировка								
1.B.2.a.iii.4	Перегонка								
1.B.2.a.iii.5	Распределение нефтепродуктов								
1.B.2.a.iii.6	Прочие категории								
				Всего:		Всего:		Всего:	
1.B.2.b	Природный газ								
1.B.2.b.i	Продувка и отведение газов								
1.B.2.b.ii	Сжигание на факелах								

Сектор		Энергетика							
Категория		Нефть и природный газ							
Код категории		1В 2							
Лист		2 из 2							
				CO ₂		CH ₄		N ₂ O	
Код категории	Название сектора	Подкатегория	А Деятельность	В Коэффициент выбросов	С Выбросы (Гг)	Д Коэффициент выбросов	Е Выбросы (Гг)	Ф Коэффициент выбросов	Г Выбросы (Гг)
					C=A*B		E=A*D		G=A*F
1.B.2.b.iii	Все прочее								
1.B.2.b.iii.1	Разведка								
1.B.2.b.iii.2	Добыча								
1.B.2.b.iii.3	Подготовка								
1.B.2.b.iii.4	Транспортировка и хранение								
1.B.2.b.iii.5	Распределение								
1.B.2.b.iii.6	Прочие категории								
				Всего:		Всего:		Всего:	
1.B.3	Другие выбросы от производства энергии								

Сектор			Энергетика					
Категория			Деятельность, связанная со сжиганием топлива					
Код категории			1А					
Лист			1 из 3 (CO ₂ от сжигания топлива – Базовый подход)					
			Шаг 1					
			A	B	C	D	E	F
Вид топлива			Произ-водство	Ввоз	Вывоз	Между-народное бункер-ное топ-ливо	Измене-ние запасов	Кажущееся потребление
								F=A+B-C-D-E
Жидкое	Основные	Сырая нефть						
иско-паемое топ-ливо	виды топлива	Природный газоконденсат						
	Вторичные	Автомобильный бензин						
	виды	Авиационный керосин						
	топлива	Другие виды керосина						
		Сланцевое масло						
		Газойль /Дизельное топли-во						
		Топочный мазут						
		Сжиженный нефтяной газ						
		Этан						
		Лигроин						
		Битум						
		Смазочные материалы						
		Нефтяной кокс						
		Сырье нефтепере-работки						
		Прочие нефте-продукты						
Жидкое ископаемое топливо всего								
Твердое	Основные	Антрацит						
иско-пае-мое	топлива	Коксующийся уголь						
топ-ливо		Другие виды би-туминозного угля						
		Лигнит						
		Горючий сланец						
	Вторичные	Брикетируемый бурый и каменный уголь						
		Печной кокс /Коксовый газ						
		Каменноугольная смола						
Твердое ископаемое топливо всего								
Газообраз-ное иско-	Природный газ (сухой)							

используемое топливо							
Прочее	Бытовые отходы (небиологические фракции)						
	Промышленные отходы						
	Нефтяные отходы						
Другие виды ископаемого топлива							
Торф и торфяные брикеты							
Всего:							

Сектор			Энергетика			
Категория			Деятельность, связанная со сжиганием топлива			
Код категории			1А			
Лист			2 из 3 (CO ₂ от сжигания топлива – Базовый подход)			
			Шаг 2		Шаг 3	
			G Коэффициент преобразова- ния (ТJ/единиц)	H Кажущес- я потреблен ие (ТJ)	I Содержание углерода (t C/ТJ)	J Всего углерода (Гг C)
Вид топлива				$H=F*G$		$J=H*I/1000$
Жидкое	Основные	Сырая нефть				
ископаемое	виды топлива	Природный газоконденсат				
	Вторичные	Автомобильный бензин				
	виды	Авиационный керосин				
	топлива	Другие виды керосина				
		Сланцевое масло				
		Га- зойль/Дизельное топливо				
		Топочный мазут				
		Сжиженный нефтяной газ				
		Этан				
		Лигроин				
		Битум				
		Смазочные материалы				
		Нефтяной кокс				
		Сырье нефтеперера- ботки				
		Прочие нефтепродукты				
Жидкое ископаемое топливо всего						
Твердое	Основные	Антрацит				
ископае- мое	топлива	Коксующийся уголь				
топливо		Другие виды битуминозного угля				
		Лигнит				
		Горючий сланец				
	Вторичные	Брикетирован- ный бурый и каменный уголь				
		Печной кокс/Коксовый газ				
		Каменноуголь- ная смола				
Твердое ископаемое топливо всего						
Газообраз- ное иско- паемое	Природный газ (сухой)					

топливо					
Прочее	Бытовые отходы (небиологические фракции)				
	Промышленные отходы				
	Нефтяные отходы				
Другие виды ископаемого топлива					
Торф и торфяные брикеты					
Всего					

Сектор			Энергетика			
Категория			Деятельность, связанная со сжиганием топлива			
Код категории			1A			
Лист			3 из 3 (CO₂ от сжигания топлива – Базовый подход)			
			Шаг 4		Шаг 5	
			К Исключен- ный углерод (Гг С)	L Чистые выбросы углерода (Гг С)	M Доля окислен- ного угле- рода	N Фактиче- ские вы- бросы CO ₂ (Гг CO ₂)
Вид топлива				L=J-K		N=L*M*44/12
Жидкое	Основные	Сырая нефть				
ископаемое	виды топлива	Природный газоконденсат				
	Вторичные	Автомобильный бензин				
	виды	Авиационный керосин				
	топлива	Другие виды керосина				
		Сланцевое масло				
		Га-зойль/Дизельное топливо				
		Топочный мазут				
		Сжиженный нефтяной газ				
		Этан				
		Лигроин				
		Битум				
		Смазочные материалы				
		Нефтяной кокс				
		Сырье нефтепереработки				
		Прочие нефтепродукты				
Жидкое ископаемое топливо всего						
Твердое	Основные	Антрацит				
ископаемое	топлива	Коксующийся уголь				
топливо		Другие виды битуминозного угля				
		Лигнит				
		Горючий сланец				
	Вторичные	Брикетируван-ный бурый уголь и патентованное топливо				
		Печной кокс/Коксовый газ				
		Каменноуголь-ная смола				
Твердое ископаемое топливо всего						
Газообразное	Природный газ (сухой)					

ископаемое топливо					
Прочее	Бытовые отходы (небиологические фракции)				
	Промышленные отходы				
	Нефтяные отходы				
Другие виды ископаемого топлива					
Торф и торфяные брикеты					
Всего:					

Сектор	Энергетика				
Категория	Базовый подход (вспомогательный Лист 1-1 Исключенный углерод)				
Код категории	1A				
Лист	1 из 1 Вспомогательный				
Лист	1-1: Исключенный углерод				
	A Расчетное количество топлива	B Коэффициент преобразования (TJ/единица)	C Оценочное количество топлива (TJ)	D Содержание углерода (t C/TJ)	E Исключенный углерод (Гг C)
Тип топлива			C=A*B		E=C*D/1000
Сжиженный нефтяной газ ^(a)					
Этан ^(a)					
Лигроин ^(a)					
Доменный газ ^{(a) (b)}					
Газойль/Дизельное топливо ^(a)					
Другие виды керосина ^(a)					
Битум ^(c)					
Смазочные материалы ^(c)					
Парафины ^{(b) (c)}					
Уайт-спирит ^{(b) (c)}					
Нефтяной кокс ^(c)					
Кокс/ Газовый кокс ^(d)					
Каменноугольная смола (легкие масла из угля) ^(e)					
Природный газ ^(g)					
Другие виды топлива ^(h)					
Примечание: Поставки относятся к общему количеству поставленного топлива и не то же самое, как видимого потребления (где производство вторичного топлива исключено). ^a Введите количество топлива, подаваемого в нефтехимическом сырье.. ^b Доменный газ, твердые парафины и уайт-спирита включены в статью «Прочие масла». ^c Общий объем поставок. ^d Поставки железа, стали и цветных металлов промышленности.^e Поставки для химической промышленности. ^f Поставки для химической промышленности и строительства. ^g Поставки для нефтехимического сырья и доменных печей. ^h Используйте другие виды топлива, в эти строки вводить какие-либо другие продукты, в которых углерод может быть сохранен. Они должны соответствовать продуктам, приведенным в таблице 1-1.					