

РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ОЦЕНКИ ЛЕТУЧИХ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

Д. В. Мелех, заместитель заведующего отделом
международного научного сотрудничества

Республиканское научно-исследовательское унитарное предприятие «Бел НИЦ "Экология"»,
г. Минск, Беларусь

Аннотация

При добыче нефти и природного газа, а также при обращении с ними происходят летучие выбросы парниковых газов, которые должны оцениваться Республикой Беларусь в соответствии с международными обязательствами по Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата. В статье впервые подробно описывается категория «летучие выбросы» в секторе «Энергетика» страны, представлена разработанная автором модель оценки летучих выбросов парниковых газов от добычи нефти и природного газа и обращения с ними.

Ключевые слова: летучие выбросы, парниковые газы, нефть, природный газ, метан.

Abstract

D. V. Melekh

DEVELOPMENT OF A MODEL FOR ASSESSING FUGITIVE EMISSIONS OF GREENHOUSE GASES IN THE REPUBLIC OF BELARUS

Fugitive emissions of greenhouse gases occur during the production of oil and natural gas, as well as during their handling, which must be assessed by the Republic of Belarus in accordance with international obligations under the United Nations Framework Convention on Climate Change. For the first time, the paper describes in detail the Fugitive Emissions category of the country's Energy Sector and develops a model for estimating fugitive greenhouse gas emissions from oil and natural gas production and handling.

Keywords: fugitive emissions, greenhouse gases, oil, natural gas, methane.

Введение

Выбросы парниковых газов (далее – ПГ) от добычи, преобразования и транспортировки первичных энергоносителей называются летучими выбросами и относятся к сектору «Энергетика», составляя порядка 2 % выбросов ПГ по данному сектору в Республике Беларусь. Примерами являются утечки природного газа и выбросы метана при добыче угля, сжигании в факелах в процессе добычи и переработки нефти и газа [1].

Методологии для расчета летучих выбросов в секторе «Энергетика» значительно отличаются от тех, которые используются для сжигания ископаемого топлива. Летучие выбросы имеют

тенденцию к диффузии и с трудом поддаются прямому мониторингу. Кроме того, эти методы довольно специфичны в отношении типа высвобождения выбросов. Например, методы для добычи угля связаны с геологическими особенностями угольных пластов, тогда как методы для летучих протечек нефтегазовых производств связаны с обычными видами оборудования [1]. В данной статье впервые подробно описана категория «летучие выбросы» сектора «Энергетика» Беларуси, представляется разработанная автором модель количественной оценки летучих выбросов ПГ от добычи нефти и природного газа и обращения с ними

Основная часть

Добыча угля в Беларуси не ведется, поэтому летучие выбросы происходят только от систем снабжения нефтью и природным газом и учитываются в подкатегории 1.B.2 сектора «Энергетика» ежегодной инвентаризации выбросов и поглощений ПГ, которая состоит из таблиц CRF (*Common Reporting Format* – Общий формат данных) и национального отчета об инвентаризации, направляющихся в секрета-

риат Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата (РКИК ООН) и проверяющихся группой международных экспертов под руководством Секретариата РКИК ООН. Детальная разбивка категории «летучие выбросы» сектора «Энергетика» в Беларуси, согласно структуре отчетности РКИК ООН для ежегодных инвентаризаций выбросов и поглощений ПГ, представлена в табл. 1.

Таблица 1. Детальная разбивка категории «летучие выбросы» сектора «Энергетика» в Беларуси

| Наименование подкатегории | Статус подкатегории согласно национальным обстоятельствам |
|--|---|
| 1.В.1 Твердое топливо | – |
| 1.В.1.а Добыча и обработка угля | – |
| 1.В.1.а.1 Подземные шахты | – |
| 1.В.1.а.1.i Горные разработки | NO ¹ |
| 1.В.1.а.1.ii Выбросы газов в пластах после добычи | NO ¹ |
| 1.В.1.а.1.iii Закрытые подземные шахты | NO ¹ |
| 1.В.1.а.2 Карьерные разработки | – |
| 1.В.1.а.2.i Горные разработки | NO ¹ |
| 1.В.1.а.2.ii Выбросы газов в пластах после добычи | NO ¹ |
| 1.В.1.б Переработка твердого топлива | NO ¹ |
| 1.В.1.с Проч. (просьба указать) | NO ¹ |
| 1.В.2 Нефть и природный газ и другие выбросы от производства энергии | – |
| 1.В.2.а Нефть | – |
| 1.В.2.а.1 Разведка | NO ¹ |
| 1.В.2.а.2 Добыча | Выбросы ПГ |
| 1.В.2.а.3 Транспорт | Выбросы ПГ ² |
| 1.В.2.а.4 Очистка/хранение | Выбросы ПГ ² |
| 1.В.2.а.5 Распределение нефтепродуктов | IE (1.В.2.а.4) |
| 1.В.2.а.6 Проч. | Выбросы ПГ ² |
| 1.В.2.б Природный газ | – |
| 1.В.2.б.1 Разведка | NO ¹ |
| 1.В.2.б.2 Добыча | Выбросы ПГ ² |
| 1.В.2.б.3 Переработка | IE ³ (1.В.2.б.2) |
| 1.В.2.б.4 Транспортировка и хранение | Выбросы ПГ ² |
| 1.В.2.б.5 Распределение | Выбросы ПГ ² |
| 1.В.2.б.6 Проч. | Выбросы ПГ ² |
| 1.В.2.с Отвод газов и сжигание в факелах | – |
| 1.В.2.с.1 Отвод газов | – |
| 1.В.2.с.1.i Нефть | IE ³ (1.В.2.с.2.iii) |
| 1.В.2.с.1.ii Газ | IE3(1.В.2.с.2.iii) |
| 1.В.2.с.1.iii В совокупности | IE3(1.В.2.с.2.iii) |
| 1.В.2.с.2 Сжигание в факелах | – |
| 1.В.2.с.2.i Нефть | IE ³ (1.В.2.с.2.iii) |
| 1.В.2.с.2.ii Газ | IE ³ (1.В.2.с.2.iii) |
| 1.В.2.с.2.iii В совокупности | выбросы ПГ ² |
| 1.В.2.д Проч. (просьба указать) | – |
| Транспорт природного газа | выбросы ПГ ² |

Примечание. NO¹ (*not occurring* – не происходит) применяется для категорий или процессов, не происходящих в Беларуси; выбросы ПГ² – это происходящие в Беларуси процессы, относящиеся к данной подкатегории; соответствующие выбросы ПГ оценены и отображены в данной подкатегории; IE³ (*Included elsewhere* – включено в другом месте) применяется для выбросов оцененных ПГ, но включенных в другой раздел инвентаризации, но не в ожидаемую категорию источников. После условного обозначения «IE» в скобках указана подкатегория, в которую в период инвентаризации включены выбросы, что связано со структурой исходных данных, применяемых для расчетов.

Термин «летучие выбросы» подразумевает все ПГ, высвобождающиеся из систем распределения нефти и газа, за исключением выбросов от сжигания топлива при производстве полезного тепла или энергии на стационарных или мобильных источниках. Системы распределения нефти и газа включают в себя всю инфраструктуру, необходимую для производства, сбора, обработки или очистки и доставки природного газа и нефтепродуктов на рынок. Системы начинаются с устья скважины нефтяного либо газового источника и заканчиваются финальной торговой точкой продажи потребителю [2].

Источники летучих выбросов от газовых и нефтяных систем включают (но не ограничиваются ими) протечки оборудования, потери от испарения, удаление газов, сжигание в факелах и случайные выбросы (например, повреждение труб при земляных работах, выбросы из скважин и проливы). Некоторые из этих источников выбросов умышленны и/или преднамеренны (удаление газов и сжигание в факелах), поэтому для них сравнительно хорошо описаны состав выбросов и количество, которые сопряжены с существенной неопределенностью [2].

Летучие выбросы являются прямыми источниками следующих ПГ:

- CH_4 в результате испарения (высвобождения);
- CO_2 , содержащийся в добываемых нефти и газе при извлечении из пласта;
- N_2O , CO_2 от технологического сжигания (сжигание попутного газа в факелах) [2].

Как правило, точная количественная оценка летучих выбросов из систем нефти и природного газа затруднительна при подготовке в большинстве стран инвентаризаций выбросов и поглощений ПГ. Это в значительной степени объясняется разнообразием данной промышленности, большим количеством потенциальных источников выбросов, разными уровнями контроля над выбросами и ограниченностью имеющихся данных об источниках выбросов.

Основные проблемы при оценке выбросов заключаются в следующем:

- использование простых, основанных на производстве коэффициентов выбросов ведет к возникновению значительных неопределенностей;
- необходимость подробных данных, получение которых может быть трудным и дорогостоящим;
- выполнение измерений требует много времени и больших денежных затрат.

Существуют три методологических уровня для определения летучих выбросов из нефтегазовых систем. Для эффективной количественной оценки необходимо разделять деятельность на основные категории и подкатегории в нефтяной и газовой промышленности (табл. 1), а затем оценивать выбросы отдельно для каждой из них. Методологический уровень, применяемый к каждому сегменту, должен соответствовать количеству выбросов и доступным ресурсам. Следовательно, можно применять различные методологические уровни для различных категорий и подкатегорий и использовать фактические данные измерений выбросов или результаты мониторинга для некоторых более крупных источников [2].

Уровень 1 включает в себя коэффициенты выбросов по умолчанию и соответствующие исходные данные о деятельности (обычно о производительности) для каждой подкатегории нефтяной и газовой промышленности страны; он должен применяться только для неключевых категорий. Использование подхода уровня 1 выполняется с помощью уравнений 1 и 2:

Уравнение 1. Оценка летучих выбросов из сегмента отрасли:

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

Уравнение 2. Суммарная оценка летучих выбросов из сегментов отрасли:

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

где $E_{\text{газ, сегмент отрасли}}$ – годовые выбросы (тыс. тонн);

$A_{\text{сегмент отрасли}}$ – значение деятельности (единиц деятельности);

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

Уровень 2 заключается в использовании уравнений уровня 1 (уравнения 1 и 2) с национальными коэффициентами вместо коэффициентов выбросов по умолчанию. Его следует применять к ключевым категориям там, где использование подхода уровня 3 неосуществимо. Национальные коэффициенты могут быть разработаны в результате исследовательских и измерительных программ или быть получены изначально с применением подхода уровня 3, а затем обратного расчета коэффициентов выбросов уровня 2 с использованием уравнений 1 и 2.

Уровень 3 основан на инструментальных измерениях; он включает применение строгой восходящей оценки по основному типу источника (например, отвод, сжигание в факелах, летучие протечки оборудования, потери при испарении и аварийные утечки) на уровне отдельного объекта. Его следует использовать для ключевых категорий, когда доступны необходимые данные о деятельности и инфраструктуре.

Укажем основные типы данных, которые используются для оценки уровня 3:

- учет количества единиц оборудования или технологических установок на каждом объекте по их видам;
- перечень скважин и мелких установок (например, осушители, аппаратура для замеров и т. д.);
- национальные результаты анализов сжигания в факелах, отвода и переработки для каждой подкатегории;
- анализ и место образования высокосернистых газов в разрезе оборудования;
- зарегистрированные выбросы в атмосферу вследствие повреждения трубопроводов;
- национальные коэффициенты выбросов.

Таблица 2. Структура модели расчета летучих выбросов ПГ от добычи нефти и природного газа и обращения с ними, включающая коэффициенты, источники исходных данных и измерений (расчетов) на уровне объекта

| Категория | Наименование категории | Исходные данные | | CH ₄ | | | CO ₂ | | | N ₂ O | | | ед. изм. | Источник коэфф | Измерение (расчет) на уровне объекта | |
|---|---------------------------|--|---|-----------------------|----------------------|-----------------------|----------------------|----------------------|-----------------------|---------------------------------------|----------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|----------------|---|---|
| | | наименование | источник | мин. | макс. | средн. | мин. | макс. | средн. | мин. | макс. | средн. | | | | |
| 1.В.2.а Нефть | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.В.2.а.2 | добыча | кол-во добытой нефти, тыс. т | | 1,5·10 ⁻⁶ | 6,0·10 ⁻² | 3,0·10 ⁻² | 1,1·10 ⁻⁷ | 4,3·10 ⁻³ | 2,15·10 ⁻³ | NA | NA | тыс. т/10 ⁶ м ³ | МГЭИК 2006 [2] | | – | |
| 1.В.2.а.3 | транспорт | кол-во транспортировки нефти, тыс. т | Белорус.гос. концерн по нефти и химии | 90 | 1400 | 745 | | 4,9·10 ⁻⁷ | | NA | | тыс. т/10 ⁶ м ³ | МГЭИК 2006 [2] | | – | |
| 1.В.2.а.4 | очистка/хранение | кол-во переработки нефти, тыс. т | | 20 | 250 | 135 | | – | | – | – | кг/ПДж | МГЭИК 1996 [3] | | – | |
| 1.В.2.а.6 | проч. | кол-во хранения нефти, тыс. т | | | | | | – | | – | – | кг/ПДж | МГЭИК 1996 [3] | | – | |
| 1.В.2.б Природный газ | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.В.2.б.2 | добыча | кол-во добытого газа, млн. м ³ | Белорус.гос. концерн по нефти и химии | 3,8·10 ⁻⁴ | 2,4·10 ⁻² | 1,2·10 ⁻² | 1,4·10 ⁻⁵ | 1,8·10 ⁻⁴ | 9,7·10 ⁻⁵ | NA | NA | тыс. т/10 ⁶ м ³ | МГЭИК 2006 [2] | | – | |
| 1.В.2.б.4 | транспорт | хранение | Энергетический баланс Республики Беларусь | 16,6·10 ⁻⁵ | 1,1·10 ⁻³ | 63,3·10 ⁻³ | 8,8·10 ⁻⁷ | 2,0·10 ⁻⁶ | 14,4·10 ⁻⁷ | NA | NA | тыс. т/10 ⁶ м ³ | МГЭИК 2006 [2] | | – | |
| | | | | 2,5·10 ⁻⁵ | 5,8·10 ⁻⁵ | 41,5·10 ⁻⁶ | 1,1·10 ⁻⁷ | 2,6·10 ⁻⁷ | 18,5·10 ⁻⁸ | тыс. т/10 ⁶ м ³ | МГЭИК 2006 [2] | | – | | | |
| 1.В.2.б.5 | распределение | сумма добытого и импорт. газа, млн м ³ | | 1,1·10 ⁻³ | 2,5·10 ⁻³ | 1,8·10 ⁻³ | 5,1·10 ⁻⁵ | 1,4·10 ⁻⁴ | 95,5·10 ⁻⁶ | ND | ND | тыс. т/10 ⁶ м ³ | МГЭИК 2006 [2] | | – | |
| 1.В.2.б.6 | проч. | | | | | | | – | | – | – | – | – | | CH ₄ , ГПО «Белтопгаз» | |
| 1.В.2.с Отвод газов и сжигание в факелах | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.В.2.с.2.iii | в совокупности | количеств. информация об отводе газа и факельном сжигании в результате добычи нефти и газа, млн м ³ | Белорус.гос. концерн по нефти и химии | 2,5·10 ⁻⁵ | 3,4·10 ⁻⁵ | 3,0·10 ⁻⁵ | 4,1·10 ⁻² | 5,6·10 ⁻² | 4,9·10 ⁻² | 6,4·10 ⁻⁷ | 8,8·10 ⁻⁷ | 7,6·10 ⁻⁷ | тыс. т/10 ⁶ м ³ | МГЭИК 2006 [2] | | – |
| 1.В.2.д Проч. (просьба указать) – транспорт природного газа | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.В.2.д | транспорт природного газа | количеств. информация об объеме транспортируемого природного газа, млн т у. т. | ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» | | – | – | | – | | – | – | | | | CH ₄ , ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» | |

Примечания. NA (Not Applicable) – неприменимо; плотность нефти – 0,872 тонн/м³ [4]; низшая теплотворная способность нефти – 0,0423 ПДж/тыс. тонн [1]; низшая теплотворная способность природного газа – 33,82 ТДж/млн м³ [5]; ND (Not determined) – не определено; коэффициент перевода тыс. т у. т. в ТДж – 29,308 ТДж/тыс. т у. т.

Таблица 3. Расчет летучих выбросов ПГ на основании разработанной модели расчета летучих выбросов ПГ от добычи нефти и природного газа и обращения с ними

| Категория | Наименование категории | ПГ (тыс. т) | Год | | | | | | | | | |
|---|---------------------------|------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|--|
| | | | 1990 | 1995 | 2000 | 2005 | 2010 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | |
| 1.В.2.а Нефть | | | | | | | | | | | | |
| 1.В.2.а.2 | добыча | CH ₄ | 53,738 | 50,541 | 48,147 | 46,696 | 44,475 | 43,041 | 43,167 | 43,690 | 44,211 | |
| | | CO ₂ | 3,851 | 3,622 | 3,451 | 3,347 | 3,187 | 3,085 | 3,094 | 3,131 | 3,168 | |
| 1.В.2.а.3 | транспорт | CH ₄ | 0,521 | 0,335 | 0,427 | 0,503 | 0,390 | 0,341 | 0,391 | 0,326 | 0,297 | |
| | | CO ₂ | 0,047 | 0,030 | 0,039 | 0,046 | 0,035 | 0,031 | 0,036 | 0,030 | 0,027 | |
| 1.В.2.а.4 | очистка | CH ₄ | 1,243 | 0,408 | 0,424 | 0,621 | 0,519 | 0,586 | 0,571 | 0,574 | 0,563 | |
| 1.В.2.а.6 | проч. | CH ₄ | 0,001 | 0,001 | 0,001 | 0,011 | 0,003 | 0,002 | 0,002 | 0,049 | 0,048 | |
| 1.В.2.б Природный газ | | | | | | | | | | | | |
| 1.В.2.б.2 | добыча | CH ₄ | 3,563 | 3,187 | 3,086 | 2,737 | 2,558 | 2,435 | 2,304 | 2,383 | 2,463 | |
| | | CO ₂ | 0,029 | 0,026 | 0,025 | 0,022 | 0,021 | 0,020 | 0,019 | 0,019 | 0,020 | |
| 1.В.2.б.4 | транспортировка | CH ₄ | 9,798 | 8,761 | 10,872 | 12,918 | 13,789 | 11,935 | 12,166 | 13,002 | 12,963 | |
| | | CO ₂ | 0,022 | 0,020 | 0,025 | 0,029 | 0,031 | 0,027 | 0,028 | 0,030 | 0,029 | |
| | хранение | CH ₄ | 0,642 | 0,574 | 0,713 | 0,847 | 0,904 | 0,782 | 0,798 | 0,852 | 0,850 | |
| | | CO ₂ | 0,003 | 0,002 | 0,003 | 0,003 | 0,004 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | 0,003 | |
| 1.В.2.б.5 | распределение | CH ₄ | 27,862 | 24,912 | 30,915 | 36,733 | 39,209 | 33,939 | 34,594 | 36,974 | 36,862 | |
| | | CO ₂ | 1,478 | 1,322 | 1,640 | 1,949 | 2,080 | 1,801 | 1,835 | 1,962 | 1,956 | |
| 1.В.2.б.6 | проч. | CH ₄ | 8,550 | 11,410 | 6,970 | 5,960 | 5,760 | 5,760 | 5,760 | 5,760 | 5,760 | |
| 1.В.2.с Отвод газов и сжигание в факелах | | | | | | | | | | | | |
| 1.В.2.с.2.iii | в совокупности | CH ₄ | 0,000093 | 0,000057 | 0,000039 | 0,000036 | 0,000032 | 0,000034 | 0,000028 | 0,000033 | 0,000040 | |
| | | CO ₂ | 0,151900 | 0,093100 | 0,063700 | 0,058212 | 0,052381 | 0,055562 | 0,046138 | 0,053742 | 0,065046 | |
| | | N ₂ O | 0,000002 | 0,000001 | 0,000001 | 0,000001 | 0,000001 | 0,000001 | 0,000001 | 0,000001 | 0,000001 | |
| 1.В.2.д Проч. (просьба указать) – транспорт природного газа | | | | | | | | | | | | |
| 1.В.2.д | транспорт природного газа | CH ₄ | 7,000 | 5,390 | 11,340 | 9,520 | 11,900 | 11,468 | 14,738 | 12,369 | 12,478 | |
| Сумма за год в эквиваленте CO ₂ | | | 2828,564 | 2643,100 | 2827,630 | 2919,079 | 2993,055 | 2762,246 | 2867,341 | 2904,715 | 2917,647 | |

Примечание: Для перевода значений выбросов CH₄ и N₂O в эквивалент CO₂ использованы следующие потенциалы глобального потепления: CH₄ – 25; N₂O – 298.

Использованные в разработанной модели коэффициенты выбросов отличаются от коэффициентов, примененных при подготовке государственного кадастра антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями ПГ (кадастр ПГ) за 1990–2019 гг., что приводит к росту расчетного количества выбросов ПГ в категории «летучие выбросы» сектора «Энергетика». Однако рост количества выбросов происходит как в текущем году, так и в базовом 1990 г.: по данным кадастра ПГ за 1990–2019 гг., в 1990 г. – 983,42 тыс. т CO₂ экв. против 2828,56 тыс. т CO₂

Заключение

Впервые подробно описана категория «летучие выбросы» сектора «Энергетика» Беларуси и разработана модель количественной оценки летучих выбросов ПГ от добычи нефти и природного газа и обращения с ними.

Применение разработанной модели расчетов при подготовке ежегодных инвентаризаций выбросов и поглощений ПГ (кадастров

экв.; в 2019 г. – 1137,83 тыс. т CO₂ экв. против 2917,65 тыс. т CO₂ экв.

Обязательства по сокращению количества выбросов ПГ, согласно требованиям РКИК ООН, принимаются странами к уровню базового 1990 г. Таким образом, по данным кадастра ПГ за 1990–2019 гг., выбросы ПГ в категории «летучие выбросы» сектора «Энергетика» увеличились на 15,70 % к уровню базового 1990 г., а в соответствии с расчетами, выполненными с применением разработанной методики, – на 3,15 % к уровню базового 1990 г.

ПГ) позволит как повысить качество кадастров ПГ, устранив ряд замечаний, которые сделаны группой международных экспертов под руководством Секретариата РКИК ООН при проверке [6], так и сократить уровень выбросов ПГ в категории «Летучие выбросы» сектора «Энергетика» к уровню базового 1990 г.

Библиографический список

1. Руководящие принципы проведения национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК, 2006 [Электронный ресурс] // Ин-т глобальных экологических стратегий (Япония). Т. 2. Энергетика. Гл. 1. Введение. – Режим доступа: https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/russian/pdf/2_Volume2/V2_1_Ch1_Introduction.pdf. – Дата доступа: 30.06.2021.
2. Руководящие принципы проведения национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК, 2006 [Электронный ресурс] // Ин-т глобальных экологических стратегий (Япония). Т. 2. Энергетика. Гл. 5. Летучие выбросы. – Режим доступа: https://www.ipccnggip.iges.or.jp/public/2006gl/russian/pdf/2_Volume2/V2_4_Ch4_Fugitive_Emissions.pdf. – Дата доступа: 20.06.2021.
3. Пересмотренные руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов. Энергетика [Электронный ресурс] // Ин-т глобальных экологических стратегий (Япония). – Режим доступа: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/pdffiles/rusch1-2.pdf>. – Дата доступа: 15.06.2021.
4. Нефть. Общие технические условия : ГОСТ 31378-2009. – Введ. 01.01.2013. – М. : Стандартиформ, 2009. – 8 с.
5. Мелех, Д. В. Переход на методологию уровня 2 при оценке выбросов диоксида углерода от стационарного сжигания природного газа / Д. В. Мелех // Природ. ресурсы. – 2020. – № 2. – С. 125–134.
6. Report on the individual review of the inventory submission of Belarus submitted in 2019* [Electronic resource] // United nations, FCCC/ARR/2019/BLR. – Mode of access: https://unfccc.int/sites/default/files/resource/arr2019_BLR.pdf. – Data of access: 26.06.2021.

Поступила 12 июля 2021 г.