

Научная статья  
УДК 332.12.620.9:504.06  
doi: 10.17223/25421379/35/11

## СТРУКТУРА ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ ОТ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ В РЕГИОНАХ РОССИИ

Елена Петровна Майсюк<sup>1</sup>, Ирина Юрьевна Иванова<sup>2</sup>, Борис Григорьевич Санеев<sup>3</sup>



<sup>1, 2, 3</sup> *Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия*

<sup>1</sup> *maysyuk@isem.irk.ru*

<sup>2</sup> *nord@isem.irk.ru*

<sup>3</sup> *saneev@isem.irk.ru*

**Аннотация.** Представлен расчет выбросов парниковых газов по федеральным округам России от добычи топливно-энергетических ресурсов: угля и углеводородов. Расчетный совокупный выброс по России оценивается в 208 млн т CO<sub>2</sub>-экв, с преимущественной долей в 67 % от добычи углеводородов. Оценка пространственного распределения выбросов парниковых газов при добыче топливно-энергетических ресурсов показала, что доминирующими поставщиками являются Уралский и Сибирский федеральные округа – до 74 % от российских показателей.

**Ключевые слова:** *уголь, углеводороды, метан, диоксид углерода, добыча, коэффициент эмиссии, регионы России*

**Источник финансирования:** работа выполнена в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0004) программы фундаментальных исследований РФ на 2021–2030 гг. с использованием ресурсов ЦКП «Высокотемпературный контур» (Минобрнауки России, проект № 13.ЦКП.21.0038).

**Для цитирования:** Майсюк Е.П., Иванова И.Ю., Санеев Б.Г. Структура выбросов парниковых газов от объектов добычи топливно-энергетических ресурсов в регионах России // Геосферные исследования. 2025. № 2. С. 139–153. doi: 10.17223/25421379/35/11

Original article  
doi: 10.17223/25421379/35/11

## STRUCTURE OF GREENHOUSE GAS EMISSIONS FROM FOSSIL FUEL PRODUCTION FACILITIES IN RUSSIAN REGIONS

Elena P. Maysyuk<sup>1</sup>, Irina Yu. Ivanova<sup>2</sup>, Boris G. Saneev<sup>3</sup>

<sup>1, 2, 3</sup> *Melentiev Energy Systems Institute, SB RAS, Irkutsk, Russia*

<sup>1</sup> *maysyuk@isem.irk.ru*

<sup>2</sup> *nord@isem.irk.ru*

<sup>3</sup> *saneev@isem.irk.ru*

**Abstract.** The development of measures and technologies for reduction of greenhouse gas emissions requires assessing the existing emission sources and obtaining a quantitative estimate of the emissions. A significant contribution to greenhouse gas emissions is made by the energy sector, which includes not only generation facilities that burn fossil fuels to produce heat and electricity but also enterprises engaged in their extraction. As an approach for calculating greenhouse gas emissions from the extraction of fuel and energy resources, the methods developed at the Institute of Global Climate and Ecology named after Yu.A. Israel. These methods for quantifying greenhouse gas emissions are based on the Guidelines of the Interstate Group of Experts on climate change from 2006, supplemented by national methodological developments, taking into account domestic experience in conducting inventories and scientific research. To estimate greenhouse gas emissions, national emission coefficients were used, taking into account the territorial aspect. Such coefficients are developed for different types of fuels based on their physico-chemical properties used in various fields of activity. The calculation of greenhouse gas emissions from the extraction of fuel and energy resources includes an assessment of emissions into the atmosphere directly from the extraction of coal and hydrocarbons, as well as subsequent operations with resources. The calculation of the amount of greenhouse gas emissions (carbon dioxide and methane) during coal mining was carried out taking into account the open and closed production methods. Estimates of greenhouse gases entering the atmosphere during hydrocarbon production take into account certain types of activities: drilling, testing and maintenance of existing oil wells; extraction and primary processing of natural gas; transportation of hydrocarbons; storage of natural gas; gas distribution; flaring of petroleum (associated) gas; gas disposal during oil and gas production; natural gas flaring during gas extraction and primary processing.

An assessment of the spatial distribution of greenhouse gas emissions made it possible to identify the main activities that cause greenhouse gas emissions during the extraction of energy resources and to determine which Federal Districts of Russia are the major contributors. As a result, it is obtained that the total estimated greenhouse gas emissions in Russia from the extraction of fuel and energy resources are estimated at 208 million tons of CO<sub>2</sub>-eq, with a predominant share of 67 % from activities in the field of hydrocarbon production (oil, condensate and natural gas).

In spatial distribution the estimations of greenhouse gas emissions from the extraction of fossil energy resources show the significant predominance of the emissions in the Urals and Siberian Federal Districts, which account for 74 % of the Russian indices. That being said, whereas coal-mining emissions prevail in the Siberian Federal District, hydrocarbon production emissions predominate in the Urals Federal District.

**Keywords:** coal, hydrocarbons, methane, carbon dioxide, emission factor

**Source of financing:** The research was carried out under State Assignment Project (no. FWEU-2021-0004) of the Fundamental Research Program of Russian Federation 2021-2030 and partly supported by the Russian Foundation of Basic Research, Grant No. 21-03-12345 using the resources of the High-Temperature Circuit Multi-Access Research Center (Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation, project no 13.СКР.21.0038).

**For citation:** Maysyuk E.P., Ivanova I.Yu., Saneev B.G. (2025) Structure of greenhouse gas emissions from fossil fuel production facilities in Russian regions. *Geosfernye issledovaniya – Geosphere Research*. 2. pp. 139–153. (In Russian). doi: 10.17223/25421379/35/11

## Введение

Интерес к проблемам безуглеродного или низкоуглеродного развития экономики пусть и несколько снизился, однако все еще остается в повестке дня как развитых, так и развивающихся стран мира. В России принята Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г. [О Стратегии..., 2021], в которой в соответствии с требованиями Парижского соглашения [Парижское соглашение..., 2015] за базовый год официально принят 1990 г. и Россией взяты обязательства к 2030 г. снизить выбросы до 70 % от уровня 1990 г. с учетом поглощений в лесном хозяйстве и при землепользовании.

Как показано в статье [Порфирьев и др., 2021], имеются ключевые риски реализации стратегии, которые связаны с трудностями импорта низкоуглеродных технологий и оборудования из развитых стран, с непризнанием поглощающей способности российских лесов, безуглеродности атомных и гидроэлектростанций и ростом требований по еще более радикальному снижению эмиссий.

Основным источником эмиссии парниковых газов как в мире, так и России является сектор энергетики, который поставляет в атмосферу до 78 % совокупных выбросов парниковых газов [Национальный доклад, 2023]. Необходимо напомнить, что в соответствии с классификацией Межправительственной группы экспертов по изменению климата и Рамочной конвенции ООН об изменении климата к сектору «Энергетика» отнесены – независимо от того в каких отраслях экономики они происходят – выбросы от сжигания всех видов ископаемого топлива, а также от процессов, приводящих к утечкам и технологическим выбросам газообразных топливных продуктов в атмосферу [МГЭИК, 2006].

Учеными рассматриваются различные сценарии декарбонизации экономики и энергетики, например, с использованием существующих нефтегазодобывающих мощностей для генерации водорода, использованием для захоронения CO<sub>2</sub> масштабных технологий существующей инфраструктуры нефтедобывающей отрасли и (или) созданием сети карбоновых полигонов и ферм для секвестрации углерода биологическими системами [Нурғалиев и др., 2021].

Анализ прогнозов развития мировой энергетики показывает, что сценарии перспективного развития глобальной энергетики зависят от идеологии, которая в них закладывается правительствами стран, их разрабатывающими [Мастепанов, 2021]. Понятно, что скорость и уровни перехода к безуглеродной энергетике для разных стран будут разными в зависимости от степени сложности преодоления их внутренних и внешних социально-экономических, территориально-пространственных и геополитических особенностей.

Для разработки сценариев низкоуглеродного развития энергетики основой является существующий уровень поступления парниковых газов в атмосферу. В структуре выбросов парниковых газов в секторе энергетика преобладают выбросы от сжигания топлива – порядка 90 %. И с точки зрения функционирования топливно-энергетического комплекса оставшаяся часть приходится на выбросы, которые обусловлены добычей, первичной переработкой, транспортировкой и использованием природного топлива (нефти, природного и нефтяного (попутного) газов, угля, торфа и др.) и продуктов его переработки.

Рассматривая топливно-энергетический комплекс в целом, важно оценивать не только выбросы парниковых газов в результате производства электрической и тепловой энергии, но и оценить объемы и структуру эмиссии от добычи топливно-энергетических ресурсов (ТЭР): углеводородов и угля.

Актуальность исследования продиктована проблемами изучения вклада добывающих ТЭР отраслей в выбросы парниковых газов и роли их в глобальном изменении климата.

В данном исследовании поставлена цель – определить вклад в совокупную (диоксида углерода и метана) эмиссию парниковых газов в секторе энергетики России от добычи топливно-энергетических ресурсов: угля и углеводородов (нефти, газового конденсата, природного газа), оценить пространственное распределение этих выбросов по регионам Российской Федерации. Аналогичное исследование авторами проведено для оценки регионального распределения выбросов парниковых газов от генерации тепловой и электрической энергии в России [Санеев и др., 2022].

В соответствии с Федеральным законом РФ «Об ограничении выбросов парниковых газов» российским правительством утвержден перечень парниковых газов, в отношении которых осуществляется учет и ведение кадастра выбросов [Распоряжение..., 2021]. Перечень включает семь основных парниковых газов: диоксид углерода, метан, закись азота, гексафторид серы, трифторид азота, перфторуглероды и их производные, гидрофторуглероды и их производные.

К совокупным выбросам парниковых газов при добыче топливно-энергетических ресурсов относятся диоксид углерода ( $\text{CO}_2$ ), метан ( $\text{CH}_4$ ), закись азота ( $\text{N}_2\text{O}$ ) и предшественники озона ( $\text{NO}_x$ ,  $\text{CO}$ ), неметановые летучие органические соединения (НМЛОС). В представленных исследованиях в оценку включены диоксид углерода и метан, остальные составляющие парниковых газов не рассчитывались из-за их незначительных величин.

Оценка пространственного распределения по регионам России выбросов парниковых газов от топливно-энергетического комплекса позволяет выявить территории, в которых эмиссия наибольшая, и определить структуру по видам деятельности в добывающих отраслях.

### Методы исследования

В качестве подхода для расчетов эмиссии парниковых газов при добыче ТЭР приняты методические основы, разработанные в Национальном кадастре антропогенных выбросов России [Национальный доклад..., 2023].

Расчет выбросов парниковых газов при добыче ТЭР включает оценку эмиссии в атмосферу непосредственно от добычи и последующих операциях с ресурсами:

- угля в зависимости от способа добычи: подземный или открытый;
- нефти и газового конденсата;

– природного газа.

При добыче угля в соответствии с руководящими принципами Международной группой экспертов по изменению климата [МГЭИК, 2006] расчет проводится только для метана, который возможно оценить в зависимости от способа добычи и географическому расположению месторождений. Считается, что выбросы диоксида углерода при добыче угля не производятся или ничтожно малы.

Оценка выбросов метана проводится для двух видов деятельности при добыче угля: 1) непосредственно добыча (извлечение угля из недр, как открытым, так и подземным способом); 2) последующее обращение с углем, включающее складирование и транспортировку угля.

В соответствии с Национальным кадастром [Национальный доклад, 2023] расчет выбросов при угледобыче проводится по формуле (1), рекомендованной МГЭИК:

$$E_{\text{CH}_4} = \sum (AD_r \cdot EF_{\text{CS}} \cdot CF_{\text{CH}_4}), \quad (1)$$

где:  $E_{\text{CH}_4}$  – величина выброса метана, тыс. т;  $AD_r$  – годовой объем добычи угля в зависимости от региона, млн т;  $EF_{\text{CS}}$  – коэффициент эмиссии метана в зависимости от региона добычи и вида деятельности,  $\text{м}^3/\text{т}$ ;  $CF_{\text{CH}_4}$  – коэффициент пересчета объемных долей метана в весовые ( $0,67 \times 10^{-6}$  тыс.  $\text{т}/\text{м}^3$ ) при плотности в условиях  $T = 20^\circ\text{C}$  и давлении 1 атм. В соответствии с руководящими принципами МГЭИК [МГЭИК, 2006].

По данным о метаноносности пластов, разработавшихся в угольных бассейнах Российской Федерации, с 1990 г. для каждого из федеральных округов определены национальные коэффициенты эмиссии метана (табл. 1).

Оценка выбросов парниковых газов при добыче и операциях с углеводородами основывается на расчетах по различным видам деятельности отдельно по парниковым газам ( $\text{CO}_2$  и  $\text{CH}_4$ ) и проводится по рекомендованной МГЭИК формуле (2):

$$E_{\text{газ,нефть сегмент отрасли}} = A_{\text{сегмент отрасли}} \cdot EF_{\text{газ, нефть сегмент отрасли}}, \quad (2)$$

где:  $E_{\text{газ,нефть сегмент отрасли}}$  – величина годовой эмиссии парникового газа в рассматриваемом сегменте отрасли, тыс. т;  $A_{\text{сегмент отрасли}}$  – величина данных о деятельности (например, объем добычи нефти, природного газа и пр.), единиц деятельности;  $EF_{\text{газ, нефть сегмент отрасли}}$  – коэффициент эмиссии, тыс. т на единицу деятельности.

В методике расчетов эмиссии парниковых газов при добыче углеводородов рассмотрены три основные составляющие: 1) операции с нефтью и газовым конденсатом; 2) операции с природным газом; 3) сжигание углеводородов при операциях с нефтью и природным газом (сжигание на факелах). В каждом из сегментов отрасли определены виды деятельности по разным парниковым газам отдельно.

Коэффициенты эмиссии метана при добыче и последующем обращении с углем по федеральным округам России в зависимости от способа добычи, м<sup>3</sup>/т

Table 1

Methane emission factors during extraction and subsequent handling of coal in the federal districts of Russia, depending on the method of extraction, m<sup>3</sup>/t

Федеральный округ	Угольный бассейн	Вид деятельности			
		добыча		Последующее обращение	
		П*	О**	П*	О**
Центральный	Подмосковный	8,0	2,0	0,6	0,1
Северо-Западный	Печорский	32,1	6,0	1,1	0,2
Южный	Донецкий	283,4	–	7,3	–
Приволжский	Кизеловский, Урало-Каспийский, Южно-Уральский	13,8	2,0	0,6	0,1
Уральский	Махневско-Каменский и Челябинский	13,8	2,0	0,6	0,1
Сибирский	Горловский, Иркутский, Канско-Ачинский, Кузнецкий, Минусинский, Таймырский, Тунгусский, Улукемский	15,7	5,5	3,0	0,2
Дальневосточный	Беринговский, Буреинский, Западно-Камчатский, Зырянский, Ленский, Омсукчанский, Партизанский, Раздольненский, Сахалинский, Угловский, Ханкайский, Южно-Уссурйский, Южно-Якутский	18,9	5,6	2,6	0,2

Примечание. \*П – подземный способ добычи; \*\*О – открытый способ добычи.

Note. \* – underground mining method; \*\* – open mining method.

В расчетах выбросов диоксида углерода (CO<sub>2</sub>) при операциях с нефтью и газовым конденсатом учитывались следующие виды деятельности:

- бурение, опробование и обслуживание действующих нефтяных скважин;
- добыча нефти и газового конденсата (совместно);
- транспорт нефти и газового конденсата.

В расчетах эмиссии метана (CH<sub>4</sub>) при операциях с нефтью дополнительно учитывался вид деятельности – первичная переработка нефти.

В расчетах выбросов парниковых газов (и диоксида углерода, и метана) при операциях с природным газом учитывались:

- добыча и первичная переработка природного газа;
- транспорт газа по магистральным трубопроводам;
- хранение природного газа (товарный газ);
- газораспределение.

Сжигание углеводородов при операциях с нефтью и природным газом (сжигание на факелах) предполагает расчет выбросов диоксида углерода и метана:

- от сжигания на факелах нефтяного (попутного) газа;

- газоотведения при добыче нефти и газа;
- сжигания природного газа на факелах при добыче и первичной переработке газа.

Для расчета выбросов парниковых газов при операциях с нефтью используются рекомендуемые МГЭИК для развитых стран коэффициенты эмиссии. Однако при оценке выбросов парниковых газов, связанных с операциями по добыче и подготовке природного газа, учитывались скорректированные значения национальных коэффициентов эмиссии. Эти национальные коэффициенты отражают стандартные условия, принятые в российской нефтегазовой отрасли, и получены на основе официально опубликованных данных ПАО «Газпром» об измерениях утечек метана на газотранспортных объектах в период с 2016 по 2019 г. По расчетам, выполненным в Национальном кадастре [Национальный доклад, 2023], коэффициенты выбросов диоксида углерода и метана от добычи, первичной переработки и транспорта природного газа соответствуют требованиям МГЭИК [МГЭИК, 2006].

Значения национальных коэффициентов эмиссии и рекомендованных МГЭИК, которые используются для расчета выбросов метана и диоксида углерода, приведены в соответствующих таблицах: при операциях

с нефтью и газовым конденсатом (табл. 2) [МГЭИК, 2006]; операциях с природным газом (табл. 3) [Национальный доклад, 2023]; при сжигании углеводородов на факелах (табл. 4) [Национальный доклад, 2023].

В территориальном разрезе эти коэффициенты одинаковы для всех регионов РФ.

Расчет эмиссии парниковых газов от добычи ТЭР включает и совокупную оценку путем приведения выбросов отдельных ингредиентов (двуокиси углерода и метана) к CO<sub>2</sub>-экв. В целом суммарные выбросы парниковых газов по категориям источников рассчитываются

с учетом потенциалов глобального потепления парниковых газов через сопоставимые им объемы углекислого газа, поскольку он обладает наименьшей парниковой активностью и выражаются в CO<sub>2</sub> эквиваленте (формула 3) [Методические указания, 2015]:

$$E_{CO_2 \text{ экв, } y} = \sum_{i=1}^n (E_{i,y} \cdot GWP_i), \quad (3)$$

где  $GWP_i$  – потенциал глобального потепления, т CO<sub>2</sub>-экв/т;  $E_{i,y}$  – эмиссия  $i$ -го парникового газа от вида деятельности  $y$ , т;  $n$  – количество видов выбрасываемых парниковых газов;  $i$  – парниковый газ.

Таблица 2

**Коэффициенты эмиссии для расчета выбросов парниковых газов при операциях с нефтью и газовым конденсатом, рекомендованные МГЭИК, тыс. т/тыс. м<sup>3</sup>**

Table 2

**Emission factors for calculating greenhouse gas emissions from oil and gas condensate operations recommended by the IPCC, thousand tons/thousand m<sup>3</sup>**

Вид деятельности (источник выбросов)	Диоксид углерода	Метан
Бурение скважин	$1,0 \times 10^{-4}$	$3,30 \times 10^{-5}$
Опробование скважин	$9,0 \times 10^{-3}$	$5,10 \times 10^{-5}$
Обслуживание действующих нефтяных скважин	$1,9 \times 10^{-6}$	$1,10 \times 10^{-4}$
Добыча нефти и газового конденсата	$1,3 \times 10^{-4}$	$1,80 \times 10^{-3}$
Транспорт нефти	$4,9 \times 10^{-7}$	$5,40 \times 10^{-6}$
Транспорт газового конденсата	$7,2 \times 10^{-6}$	$1,10 \times 10^{-4}$
Первичная переработка нефти	–	$2,18 \times 10^{-5}$

Таблица 3

**Коэффициенты эмиссии для расчета выбросов парниковых газов при операциях с природным газом, тыс. т/млн м<sup>3</sup>**

Table 3

**Emission factors for calculating greenhouse gas emissions from natural gas operations, thousand tons/million m<sup>3</sup>**

Вид деятельности (источник выбросов)	Диоксид углерода	Метан
Добыча и первичная переработка природного газа*	$4,29 \times 10^{-6}$	$2,13 \times 10^{-4}$
Транспорт газа по магистральным трубопроводам с 2017 г.**	$7,38 \times 10^{-6}$	$1,84 \times 10^{-3}$
Хранение природного газа (товарный газ)	$1,1 \times 10^{-7}$	$2,5 \times 10^{-5}$
Газораспределение	$5,1 \times 10^{-5}$	$1,1 \times 10^{-3}$

*Примечание.* \* – национальный коэффициент эмиссии охватывает выбросы в результате утечек и газоотведения при бурении, опробовании и обслуживании газовых скважин, а также добыче и первичной переработке добытого газа; \*\* – национальный коэффициент эмиссии охватывает выбросы в результате утечек и газоотведения при транспорте газа по магистральным трубопроводам [Национальный доклад, 2023].

*Note.* \* – the national emission factors covers emissions from leaks and gas disposal during drilling, testing and maintenance of gas wells, as well as extraction and primary processing of extracted gas; \*\* – the national emission factors covers emissions from leaks and gas disposal during gastransportation via main pipelines [National Report, 2023].

Таблица 4

**Коэффициенты эмиссии для расчета выбросов парниковых газов при сжигании в факелах от добычи нефти и природного газа, тыс. т/м<sup>3</sup>**

Table 4

**Emission factors for calculating greenhouse gas emissions from flaring from oil and natural gas production, thousand tons/m<sup>3</sup>**

Вид деятельности (источник выбросов)	Диоксид углерода	Метан
Газоотведение при добыче нефти и газового конденсата	$9,5 \times 10^{-8}$	$7,2 \times 10^{-7}$
Сжигание в факелах при добыче и первичной переработке газа	$5,68 \times 10^{-10}$	$1,01 \times 10^{-13}$
Сжигание в факелах нефтяного (попутного) газа	$2,0 \times 10^{-6}$	$1,2 \times 10^{-8}$

В данном исследовании рассмотрено два парниковых газа: диоксид углерода и метан, потенциал глобального потепления которых равен 1 и 25 т CO<sub>2</sub>-экв/т соответственно.

### Результаты исследования

Расчеты эмиссии парниковых газов проведены для 2019 г., поскольку данные за этот год являются наиболее статистически обеспеченными по показателям деятельности предприятий, осуществляющих добычу и преобразование топливно-энергетических ресурсов в разрезе федеральных округов России. На основе изложенного выше подхода и математических зависимостей к оценке эмиссии парниковых газов проведены соответствующие расчеты выбросов: от добычи угля, операций с нефтью и газовым конденсатом, от сжигания углеводородов в факелах при операциях с нефтью и природным газом и операций с природным газом.

*Добыча угля.* Для проведения расчетов эмиссии парниковых газов от добычи угля и последующего

обращения с ним использовались коэффициенты эмиссии метана [Национальный доклад, 2023] (см. табл. 1).

Исходными данными для количественной оценки эмиссии парниковых газов от добычи угля явились объемы добычи как открытым, так и закрытым способом по субъектам РФ (Данные Минэнерго России и ФГБУ «ЦДУ ТЭК»). Следует отметить, что не во всех регионах России в 2019 г. велась добыча угля, соответственно, эти регионы из расчетов опущены (Приволжский и Уральский федеральные округа).

По формулам (1) и (3) с использованием коэффициентов эмиссии метана проведен расчет эмиссии парниковых газов от добычи угля (табл. 5).

Результаты расчета показывают, что наибольший выход метана происходит от непосредственной добычи угля – до 91 %. В пространственном распределении выделяется Сибирский федеральный округ, в котором сосредоточена основная добыча угля РФ. С учетом потенциала глобального потепления метана, его эмиссия от добычи углей в России оценивается в 69,7 млн т CO<sub>2</sub>-экв.

Таблица 5

Результаты расчета выброса метана по федеральным округам РФ от добычи угля (состояние на 2019 г.)

Table 5

Results of calculation of methane emissions by federal districts of the Russian Federation from coal mining (state of 2019)

Федеральный округ, Россия	тыс. т метана		млн т CO <sub>2</sub> -экв	
	Добыча	Последующее обращение с углем	Добыча	Последующее обращение с углем
Центральный	0,3	0,01	0,007	0
Северо-Западный	208,9	7,2	5,2	0,2
Южный	102,8	26,4	2,6	0,6
Сибирский	1875,4	208,8	46,9	5,2
Дальневосточный	339,3	19,5	8,5	0,5
Россия, всего	2526,7	261,9	63,2	6,5

*Добыча углеводородов.* Для расчетов выбросов парниковых газов от деятельности, связанной с добычей углеводородов в России, проведена отдельная большая работа по сбору, обработке и систематизации различной информации, как статистической, так и отчетной, за 2019 г.

Так, данные о добыче углеводородов, транспорте углеводородов в магистральных нефте- и газопроводах, а также объемах сожженного газа в факелах при газодобыче по федеральным округам России выбраны из Единого архива экономических и социологических данных на сайте Высшей школы экономики России [Единый архив, 2019–2020]. Информация об объемах первичной переработки нефти и сжигании попутного нефтяного газа в

факелах принята из Российского статистического ежегодника [Российский статистический ежегодник, 2021].

Оценка объемов газораспределения проведена исходя из данных о потреблении горючего и попутного газа в соответствии с формами статотчетности «Сведения об использовании топливно-энергетических ресурсов» [Форма 4-ТЭР, 2019].

Данные об объемах хранения товарного газа в подземных хранилищах по регионам России представлены на официальном сайте ПАО «Газпром» России [Подземное хранение, 2020].

Расчеты эмиссии парниковых газов – и диоксида углерода, и метана при операциях с нефтью – включают выбросы: от бурения и обслуживания нефтяных

скважин; добычи, транспорта нефти и газового конденсата. Выбросы при первичной переработке нефти рассчитываются только для метана.

Расчетная эмиссия парниковых газов по видам деятельности при операциях с нефтью показывает, что наибольший вклад в выбросы диоксида углерода вносит бурение, опробование и обслуживание действующих нефтяных скважин, а в выбросы метана – добыча нефти и газового конденсата от совокупных выбросов России (табл. 6).

Все полученные значения выбросов диоксида углерода и метана пересчитаны в совокупный выброс в виде CO<sub>2</sub>-экв, анализ которого показал, что наибольший вклад в суммарную эмиссию парниковых газов в

России вносят Уральский (56 %) и Приволжский (21 %) федеральные округа (табл. 7).

Территориальное распределение по федеральным округам ингредиентной структуры эмиссии парниковых газов (диоксида углерода и метана) представлено на рис. 1.

Совокупные расчетные выбросы парниковых газов (диоксида углерода и метана) от сжигания на факелах при операциях с нефтью и природным газом от соответствующих видов деятельности (сжигание на факелах нефтяного попутного газа; газоотведение при добыче нефти и газового конденсата; сжигание газа на факелах при добыче и первичной переработке газа) в России составляют 58,6 млн т CO<sub>2</sub>-экв (табл. 8).

Таблица 6

**Вклад отдельных видов деятельности при операциях с нефтью в расчетный выброс парниковых газов России (состояние на 2019 г.)**

Table 6

**Contribution of different types of oil production activities to the estimated greenhouse gas emissions in Russia (state of 2019)**

Вид деятельности	Вклад в выброс парниковых газов, %	
	Диоксид углерода	Метан
Бурение, опробование и обслуживание действующих нефтяных скважин	98,5	9
Добыча нефти и газового конденсата	1,5	90
Транспорт нефти и газового конденсата и первичная переработка нефти	0,001	1

Таблица 7

**Расчетный совокупный выброс парниковых газов при операциях с нефтью по федеральным округам РФ**

Table 7

**Estimated shared greenhouse gas emissions from oil operations by federal districts of the Russian Federation**

Федеральный округ, Россия	млн т CO <sub>2</sub> -экв
Северо-Западный	2,1
Южный	1,0
Северо-Кавказский	0,1
Приволжский	8,2
Уральский	21,3
Сибирский	3,4
Дальневосточный	2,2
Россия, всего	38,4

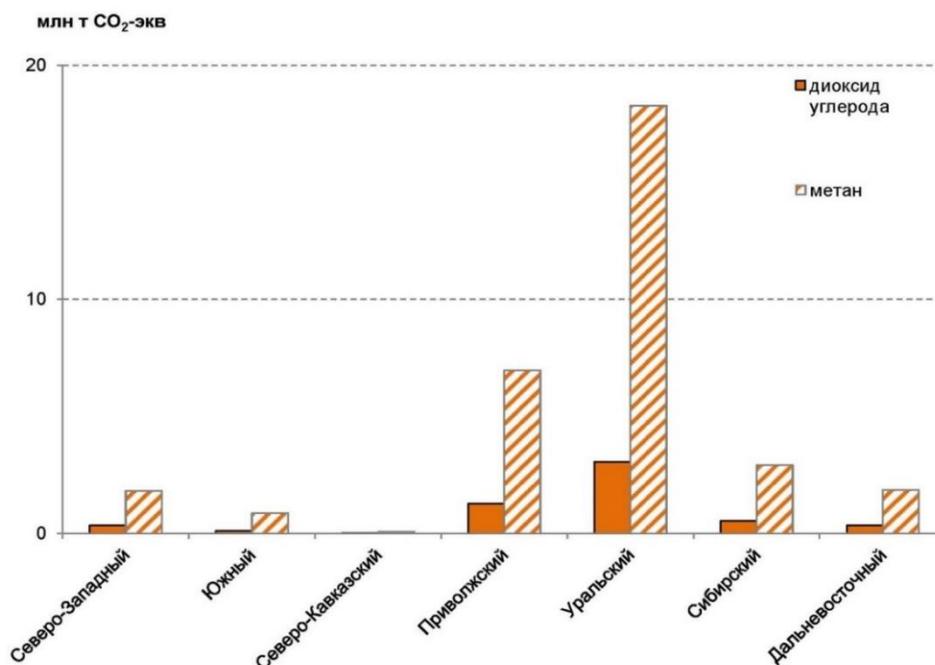


Рис. 1. Территориальное распределение ингредиентной структуры расчетных выбросов парниковых газов при операциях с нефтью

Fig. 1. Territorial distribution of the ingredient structure of estimated greenhouse gas emissions from oil operations

Таблица 8

Расчетные выбросы парниковых газов от сжигания на факелах при операциях с нефтью и природным газом по федеральным округам

Table 8

Estimated greenhouse gas emissions from flaring operations with oil and natural gas by federal districts

Федеральный округ, Россия	диоксид углерода, тыс. т	метан, тыс. т	млн т CO <sub>2</sub> -экв
Северо-Западный	832	31	1,6
Южный	199	14	0,5
Северо-Кавказский	70	1	0,1
Приволжский	2583	115	5,5
Уральский	10773	327	18,9
Сибирский	21847	173	26,2
Дальневосточный	4403	53	5,7
Россия, всего	40707	714	58,6

Рассматривая расчетные выбросы парниковых газов от сжигания на факелах при операциях с нефтью и природным газом по видам деятельности, следует выделить сжигание нефтяного попутного газа и газоотведение при добыче нефти и газового конденсата. Эти виды деятельности поставляют наибольшие выбросы как диоксида углерода (при сжигании на факелах попутного нефтяного газа), так и метана от газоотведения при добыче нефти.

Так, расчетный выброс парниковых газов при сжигании на факелах нефтяного попутного газа по федеральным округам России представлен на рис. 2, где явным лидером является Сибирский федеральный округ с совокупным выбросом диоксида углерода и метана в 25 млн т CO<sub>2</sub>-экв., или 54 % от всего выброса РФ в 46,7 млн т CO<sub>2</sub>-экв.

Если сравнить два вида деятельности от сжигания на факелах при операциях с нефтью и природным газом: газоотведение и сжигание на факелах нефтяного

попутного газа, то территориальное распределение выбросов различно. Так, расчетные выбросы метана от газоотведения преобладают в Уральском ФО, а от сжигания на факелах – в Сибирском ФО (рис. 3).

Результаты расчетов выбросов парниковых газов от операций с природным газом по федеральным округам представлены в табл. 9.

Наибольший выброс соответствует Уральскому ФО – 77 % от российского показателя.

При операциях с природным газом преобладают выбросы метана, расчетные выбросы диоксида углерода не превышают 30 тыс. т в целом по России.

Наибольший вклад в совокупные выбросы парниковых газов происходит от транспорта газа по магистральным газопроводам преимущественно в европейской части России (с преобладанием Уральского и Приволжского федеральных округов) и газораспределения (табл. 10).

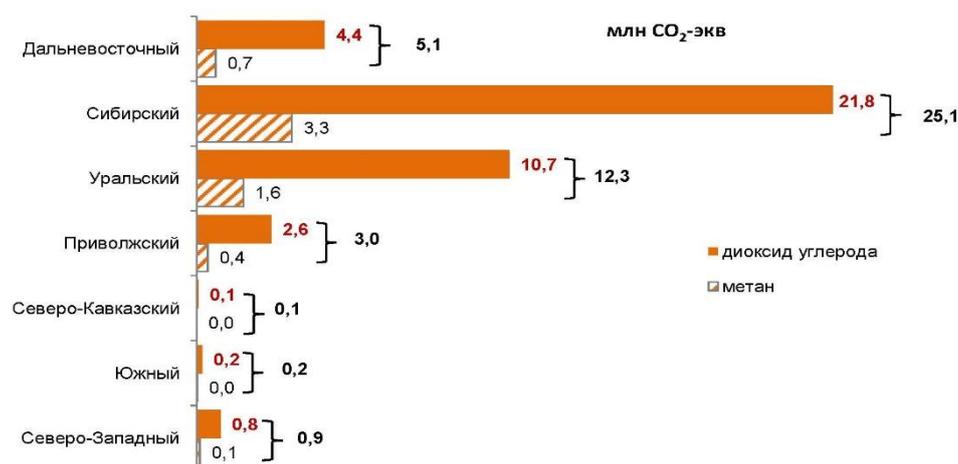


Рис. 2. Территориальное распределение расчетных выбросов парниковых газов при сжигании на факелах нефтяного попутного газа

Fig. 2. Territorial distribution of estimated greenhouse gas emissions from flaring of associated petroleum gas

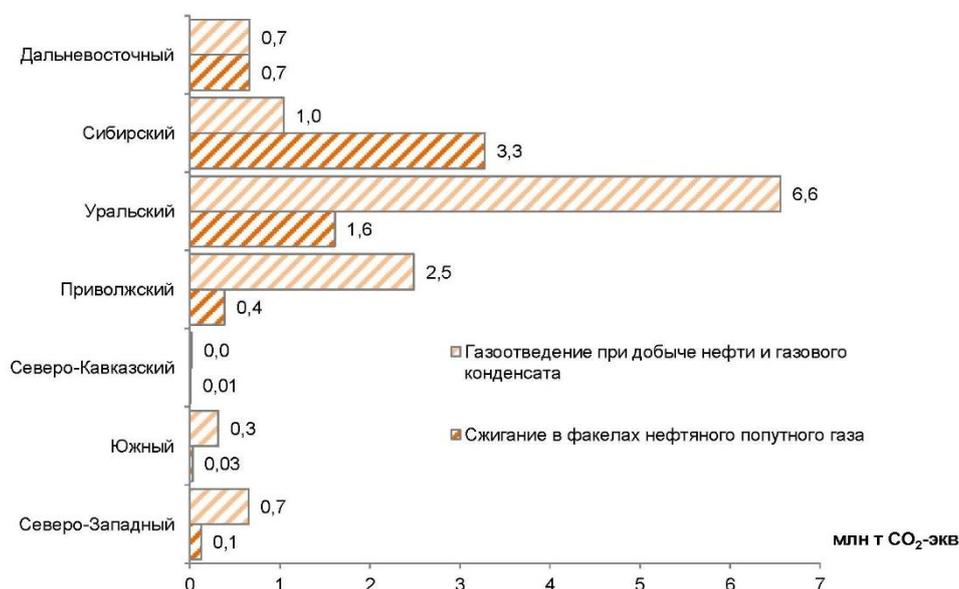


Рис. 3. Территориальное распределение расчетных выбросов парниковых газов при сжигании на факелах нефтяного попутного газа

Fig. 3. Territorial distribution of estimated methane emissions from flaring during operations with oil and natural gas, depending on the types of activities

Таблица 9

Расчетные выбросы парниковых газов при операциях с природным газом по федеральным округам России

Table 9

Estimated greenhouse gas emissions from natural gas operations by federal districts of Russia

Федеральный округ, Россия	млн т CO <sub>2</sub> -экв
Центральный	2,2
Северо-Западный	1,4
Южный	0,9
Северо-Кавказский	0,3
Приволжский	3,2
Уральский	31,8
Сибирский	0,8
Дальневосточный	0,7
Россия, всего	41,5

Таблица 10

Вклад отдельных видов деятельности в расчетный выброс парниковых газов России при операциях с природным газом (2019 г.)

Table 10

Contribution of certain types of activities to Russia's estimated greenhouse gas emissions from natural gas operations (2019)

Вид деятельности	Вклад в выброс парниковых газов, %
Добыча и первичная переработка газа	7,9
Транспорт по магистральным газопроводам	62
Хранение (товарный газ)	0,1
Газораспределение	30

**Обсуждение территориальной структуры совокупных выбросов парниковых газов**

*Добыча угля.* Результаты проведенных расчетов выбросов метана при добыче угля и последующим с ним обращении по федеральным округам России представлены в табл. 11, в которой обозначены лишь те округа, в которых в 2019 г. велась добыча угля. Совокупный выброс парниковых газов в России от добычи угля оценивается примерно в 70 млн т CO<sub>2</sub>-экв.

Как показано выше, основной вклад в совокупный выброс при операциях с углем происходит за счет добычи.

Оценивая роль регионов в эмиссию по показателям открытого и закрытого способа добычи с учетом деятельности по обращению с углем, видно, что наибольший вклад в суммарный выброс вносят восточные регионы России: 75 % – Сибирский федеральный округ и 13 % – Дальневосточный ФО (рис. 4).

Таблица 11

Расчетные выбросы метана от добычи угля по федеральным округам РФ

Table 11

Estimated methane emissions from coal mining by federal districts of the Russian Federation

Федеральный округ, Россия	Метан, тыс. т	млн т CO <sub>2</sub> -экв
Центральный	0,3	0,007
Северо-Западный	216	5,4
Южный	129	3,2
Сибирский	2084	52,1
Дальневосточный	359	9,0
Россия, всего	2788	69,7

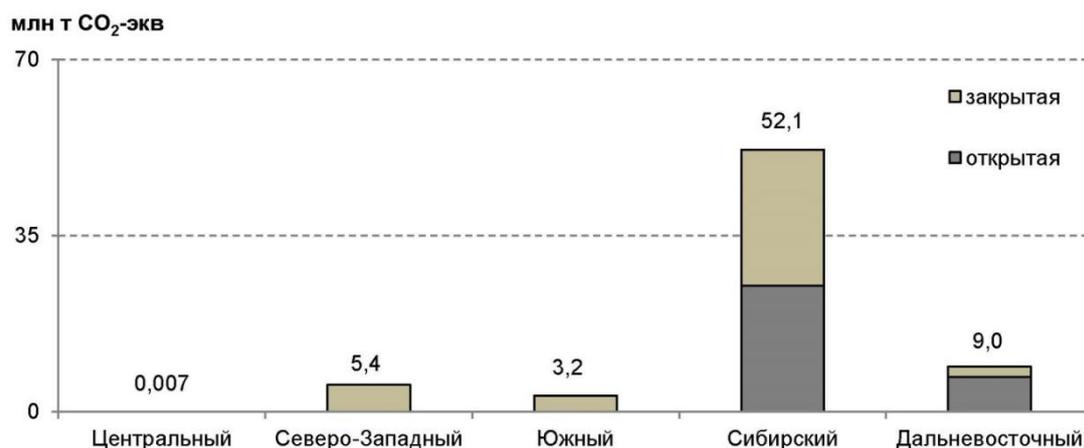


Рис. 4. Территориальное распределение расчетных выбросов парниковых газов от добычи угля с учетом способа добычи

Fig. 4. Territorial distribution of estimated greenhouse gas emissions from coal mining, taking into account the method of extraction

*Добыча углеводородов.* Обобщая полученные расчетные выбросы парниковых газов для нефтегазовой отрасли России, можно констатировать, что совокупный выброс оценивается в 138,4 млн т CO<sub>2</sub>-экв. (табл. 12).

При этом среди сегментов нефтегазовой отрасли наибольший вклад в расчетные выбросы парниковых газов связан со сжиганием на факелах нефтяного попутного газа (42 % от всех выбросов в РФ), и здесь выделяется Сибирский федеральный округ.

В территориальном разрезе наибольшим выбросом парниковых газов (метана и диоксида углерода) при добыче нефти и природного газа характеризуются Уральский и Сибирский федеральные округа (рис. 5).

Оценивая проведенные расчеты от добычи всех видов топливно-энергетических ресурсов (угля и углеводородов) по федеральным округам, необходимо отметить значительный вклад нефтегазовой отрасли в суммарную эмиссию парниковых газов – до 67 % (табл. 13).

Таблица 12  
Расчетный выброс парниковых газов по федеральным округам России по видам деятельности в нефтегазовой отрасли, млн т CO<sub>2</sub>-экв

Table 12  
Estimated greenhouse gas emissions by federal districts of Russia by type of activity in the oil and gas industry, million tons of CO<sub>2</sub>-eq

Федеральный округ, Россия	Операции с нефтью	Сжигание на факелах	Операции с природным газом	Всего
Центральный	–	–	2,2	2,2
Северо-Западный	2,1	1,6	1,4	5,1
Южный	1,0	0,5	0,9	2,4
Северо-Кавказский	0,1	0,1	0,3	0,5
Приволжский	8,2	5,5	3,2	16,9
Уральский	21,3	18,9	31,8	72,1
Сибирский	3,4	26,2	0,8	30,5
Дальневосточный	2,2	5,7	0,7	8,6
Россия, всего	38,4	58,6	41,4	138,4

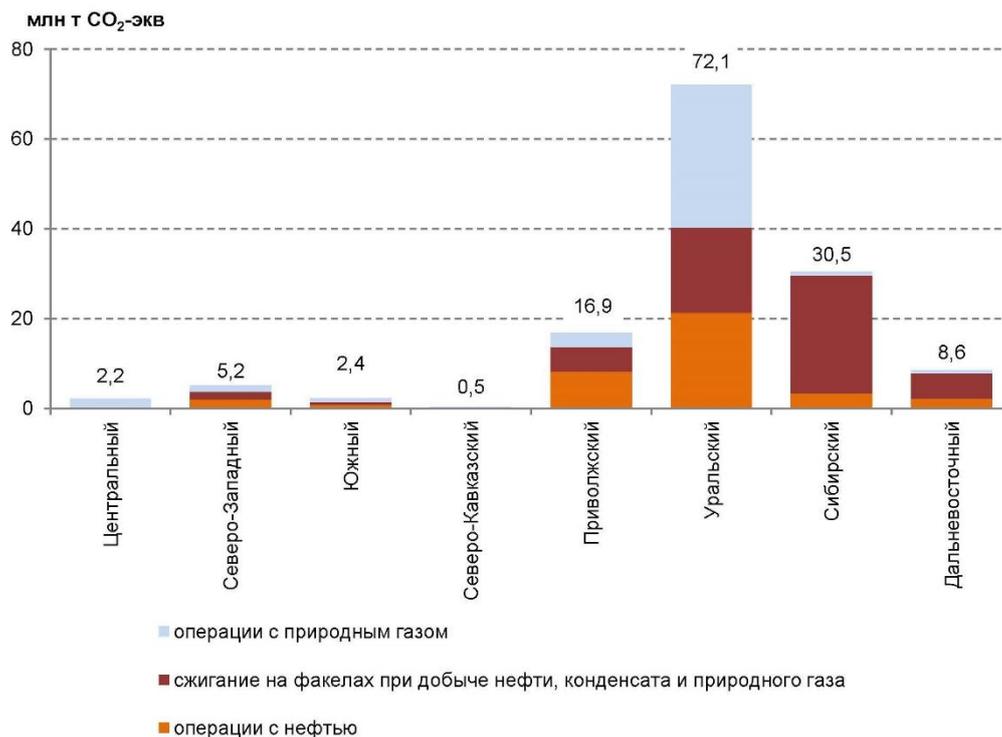


Рис. 5. Территориальное распределение расчетных выбросов парниковых газов по видам деятельности в нефтегазовой отрасли в России

Fig. 5. Territorial distribution of estimated greenhouse gas emissions by type of activity in the oil and gas industry in Russia

Таблица 13  
Расчетные выбросы парниковых газов от добычи топливно-энергетических ресурсов в России, млн т CO<sub>2</sub>-экв

Table 13  
Estimated greenhouse gas emissions from the extraction of fuel and energy resources in Russia, million tons of CO<sub>2</sub>-eq

Федеральный округ, Россия	Добыча угля	Нефтегазовая отрасль	Всего при добыче ТЭР
Центральный	0,007	2,2	2,2
Северо-Западный	5,4	5,2	10,6
Южный	3,2	2,4	5,6
Северо-Кавказский	0,0	0,5	0,5
Приволжский	0,0	16,9	16,9
Уральский	0,0	72,1	72,1
Сибирский	52,1	30,5	82,6
Дальневосточный	9,0	8,6	17,6
Россия, всего	69,7	138,4	208,1

Количественная оценка территориальной структуры эмиссии парниковых газов при добыче ТЭР показывает, что в Сибирском федеральном округе вклад угледобычи превосходит все сегменты нефтегазовой

отрасли, что, в свою очередь, формирует существенный вклад добычи угля и в суммарные показатели в целом по России – более 1/3 части от всех выбросов, рис. 6.

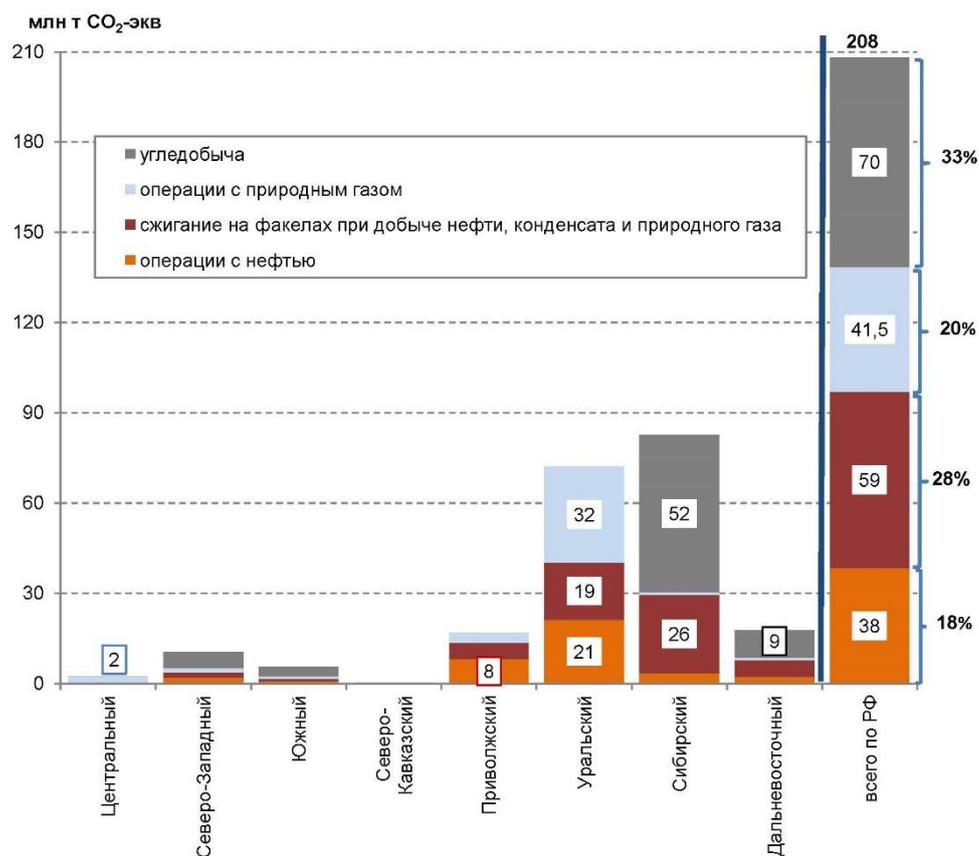


Рис. 6. Территориальное распределение расчетных выбросов парниковых газов от добычи топливно-энергетических ресурсов, млн т CO<sub>2</sub>-экв

Fig. 6. Territorial distribution of estimated greenhouse gas emissions from the extraction of fuel and energy resources, million tons of CO<sub>2</sub>-eq

Таким образом, проведенные исследования показывают, что 74 % от совокупной эмиссии парниковых газов в России от добычи ТЭР вносят два региона России – Уральский и Сибирский федеральные округа.

### Заключение

В исследовании приведены методические подходы и математические зависимости для оценки выбросов парниковых газов от отраслей, связанных с добычей топливно-энергетических ресурсов, входящих в сектор «Энергетика» в соответствии с классификацией международной группы экспертов по изменению климата. В качестве подхода к оценке эмиссии парниковых газов при добыче ТЭР приняты методические основы, разработанные в Национальном кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом в соответствии с руководящими принципами МГЭИК.

На основе методик и имеющихся исходных данных по состоянию на 2019 г. проведен расчет выбросов парниковых газов от деятельности по добыче угля и углеводородов по федеральным округам Российской Федерации.

Проведенные исследования показали следующее:

- совокупный выброс парниковых газов в России от добычи ТЭР оценивается в 208 млн т CO<sub>2</sub>-экв, из которых 67 % занимает деятельность по добыче углеводородов и, соответственно, 33 % – по угледобыче;
- третья часть парниковых газов в сфере добычи ТЭР поступает при сжигании попутного нефтяного и природного газа в факельных установках и составляет 28 % от совокупных выбросов России в сфере добычи ТЭР;
- в показателях при сжигании на факелах нефтяного попутного газа по федеральным округам России явно выделяется Сибирский федеральный округ с расчетным выбросом диоксида углерода в 21,8 млн т;
- наибольший выброс парниковых газов в сфере добычи ТЭР имеет место в Сибирском федеральном

округе за счет добычи угля, что формирует существенный вклад этого вида деятельности и в общероссийские показатели;

– на фоне всех федеральных округов России выделяется Уральский, в котором доминирует выброс от деятельности от добычи углеводородов.

Количественная оценка территориальной структуры эмиссии парниковых газов от добычи топливно-энергетических ресурсов показала, что 74 % суммарной эмиссии парниковых газов в данной сфере деятельности вносят два федеральных округа – Сибирский и Уральский.

#### Список источников

**Единый архив экономических и социологических данных.** Раздел Энергетика. 2019–2020 гг. Высшая школа экономики. URL: <http://sophist.hse.ru/rosstat.shtml> (дата обращения: 28.11.2022).

**Мастепанов А.М.** От ковидного «сегодня» к низко-углеродному «завтра»: анализ зарубежных прогнозов развития мировой энергетики // Георесурсы. 2021. № 23 (3). С. 42–52. doi: 10.18599/grs.2021.3.7

**МГЭИК.** Руководящие принципы МГЭИК 2006 года для национальных кадастров парниковых газов. Программа МГЭИК по национальным кадастрам парниковых газов. МГЭИК-ИГЭС-ОЭСР-МЭА, ИГЭС, Япония. 2006. URL: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol1.html> (дата обращения: 15.06.2023).

**Методические указания и руководство по количественному определению объемов выбросов парниковых газов организациями, осуществляющими хозяйственную и иную деятельность в Российской Федерации.** Утверждены приказом Минприроды России от 30.06.2015 г. URL: <http://sro150.ru/metodiki/371-metodika-rascheta-vybrosov-parnikovyykh-gazov> (дата обращения: 28.11.2022).

**Национальный доклад Российской Федерации о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом, за 1990–2021 гг.** Ч. 1. М.: Институт глобального климата и экологии им. акад. Ю.А. Израэля (ФГБУ «ИГКЭ»), 2023. 479 с.

**Нургалиев Д.К., Селивановская С.Ю., Кожевникова М.В., Галицкая П.Ю.** Некоторые вызовы и возможности для России и регионов в плане глобального тренда декарбонизации // Георесурсы. 2021. № 23 (3). С. 8–16. doi: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.2> (дата обращения: 03.03.2023).

**О Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года.** Распоряжение Правительства Российской Федерации от 29 октября 2021 г. № 3052-р. URL: <http://static.government.ru/media/files/ADKkCzpfWO32e2yA0BhtIpyzWfHaiUa.pdf> (дата обращения: 01.12.2022).

**Парижское соглашение.** Организация Объединенных Наций. 2015. URL: [https://unfccc.int/files/meetings/paris\\_nov\\_2015/application/pdf/paris\\_agreement\\_russian\\_.pdf](https://unfccc.int/files/meetings/paris_nov_2015/application/pdf/paris_agreement_russian_.pdf) (дата обращения: 1.11.2021).

**Подземное хранение газа.** Официальный сайт ПАО «Газпром». URL: <https://www.gazprom.ru/about/production/underground-storage/>, <https://www.gazprom.ru/posts/27/233865/50-years-underground-gas-storage-russia-ru.pdf> (дата обращения: 28.11.2022).

**Порфирьев Б.Н., Широков А.А., Колпаков А.Ю.** Комплексный подход к стратегии низкоуглеродного социально-экономического развития России // Георесурсы. 2021. № 23 (3). С. 3–7. doi: 10.18599/grs.2021.3.1

**Распоряжение Правительства РФ от 22 октября 2021 г. за № 2979-р «Об утверждении перечня парниковых газов, в отношении которых осуществляется государственный учет выбросов парниковых газов и ведение кадастра парниковых газов».** URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202110260021?ysclid=lpw2yukkjc510715884> (дата обращения: 08.12.2023).

**Российский статистический ежегодник.** 2021: стат. сб. // Росстат. М., 2021. 692 с.

**Санев Б.Г., Иванова И.Ю., Ижбулдин А.К., Майсюк Е.П.** Оценка территориальной структуры выбросов диоксида углерода от объектов энергетики в Российской Федерации // Энергетическая политика. 2022. № 11 (177). С. 92–103. doi: 10.46920/2409-5516\_2022\_11177\_92

**Форма статистических наблюдений Федеральной службы государственной статистики 4-ТЭР «Сведения об использовании топливно-энергетических ресурсов в России» за 2019 г.**

#### References

*Edinyy arkhiv ekonomicheskikh i sotsiologicheskikh dannyykh. Razdel Energetika 2019–2020 gg.* [Unified archive of economic and sociological data]. [Energy section] [Electronic resource] URL: <http://sophist.hse.ru/rosstat.shtml> (Date of accessed: 28.11.2022) In Russian

Mastepanov A.M.. *Ot kovidnogo «segodnya» k nizko-uglerodnomu «zavtra»: analiz zarubezhnykh prognozov razvitiya mirovoy energetiki* [From covid "today" to low-carbon "tomorrow": analysis of foreign forecasts of global energy development] // *Georesursy* [Georesources], 2021. 23(3), pp. 42–52. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.7>

IPCC. The 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. 2023 Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). 2006. [Electronic resource] URL: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol1.html> (Date of accessed: 15.06.2023).

*Metodicheskiye ukazaniya i rukovodstvo po kolichestvennomu opredeleniyu ob' yemov vybrosov parnikovyykh gazov organizatsiyami, osushchestvlyayushchimi khozyaystvennyuyu i inuyu deyatel'nost' v Rossiyskoy Federatsii.* [Methodological guidelines and guidelines for the quantitative determination of greenhouse gas emissions by organizations engaged in economic and other activities in the Russian Federation]. Uтверждены приказом Минприроды России от 30.06.2015 г. – [Electronic resource] URL: <http://sro150.ru/metodiki/371-metodika-rascheta-vybrosov-parnikovyykh-gazov> (Date of accessed: 28.11.2022). In Russian

*Natsional'nyy doklad Rossiyskoy Federatsii o kadastre antropogennykh vybrosov iz istochnikov i absorbtitsii poglotitelyami parnikovyykh gazov, ne reguliruyemykh Monreal'skim protokolom, za 1990–2021 gg.* [National Report of the Russian Federation on the inventory of anthropogenic emissions from sources and removals by sinks of greenhouse gases not regulated by the Montreal Protocol for 1990–2021.]. Chast' 1. Moscow: Institut global'nogo klimata i ekologiyim. Akad. YU.A. Izraelya (FGBU «IGKE»), 2023. 479 p. In Russian

Nurgaliev D.K., Selivanovskaya S.YU., Kozhevnikova M.V., Galickaya P.YU. *Nekotoryye vyzovy i vozmozhnosti dlya Rossii i regionov v plane global'nogo trenda dekarbonizatsii* [Some challenges and opportunities for Russia and the regions in terms of the global decarbonization trend]. *Georesursy*, 2021. 23(3), pp. 8–16. doi: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.3.2>. In Russian

*O Strategii sotsial'no-ekonomicheskogo razvitiya Rossiyskoy Federatsii s nizkim urovnem vybrosov parnikovyykh gazov do 2050 goda. Rasporyazheniye Pravitel'stva Rossiyskoy Federatsii ot 29 oktyabrya* [On the Strategy of Socio-economic Development of the Russian Federation with low Greenhouse Gas Emissions until 2050]. *Rasporyazheniye Pravitel'stva Rossijskoj Federacii ot 29 oktyabrya 2021 g. № 3052-r*. [Electronic resource] URL: <http://static.government.ru/media/files/ADKkCzp3fWO32e2yA0BhtlpyzWfHaiUa.pdf> (Date of accessed: 01.12.2022). In Russian

*Parizhskoye soglasheniye. Organizatsiya Ob'yedinennykh Natsiy. 2015.* [The Paris Agreement. The United Nations. 2015]. [Electronic resource] URL: [https://unfccc.int/files/meetings/paris\\_nov\\_2015/application/pdf/paris\\_agreement\\_russian\\_.pdf](https://unfccc.int/files/meetings/paris_nov_2015/application/pdf/paris_agreement_russian_.pdf) (Date of accessed: 1.11.2021). In Russian

*Podzemnoe hranenie gaza* [Underground gas storage]. *Oficial'nyjsajt PAO «Gazprom»*. [Electronic resource] URL: <https://www.gazprom.ru/about/production/underground-storage/>, <https://www.gazprom.ru/f/posts/27/233865/50-years-underground-gas-storage-russia-ru.pdf> (Date of accessed: 28.11.2022). In Russian

Porfir'ev B.N., SHirov A.A., Kolpakov A.YU. *Kompleksnyy podkhod k strategii nizkouglerodnogo sotsial'no-ekonomicheskogo razvitiya Rossii* [An integrated approach to the strategy of low-carbon socio-economic development of Russia] // *Georesursy* [Georesources], 2021. 23(3), pp. 3–7. doi: 10.18599/grs.2021.3.1. In Russian

*Rasporyazheniye Pravitel'stva RF ot 22 oktyabrya 2021 za № 2979-r «Ob utverzhenii perechnya parnikovyykh gazov, v otnoshenii kotorykh osushchestvlyayetsya gosudarstvennyy uchet vybrosov parnikovyykh gazov i vedeniye kadastra parnikovyykh gazov»* – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202110260021?ysclid=lpw2yukkjc510715884> (Date of accessed: 08.12.2023). In Russian

*Rossiyskiy statisticheskiy ezhegodnik* [Russian Statistical Yearbook ]. 2021: Stat.sb./Rosstat. R76 Moscow, 2021. 692 p.

Saneev B.G., Ivanova I.YU., Izhibuldin A.K., Majsyuk E.P. *Otsenka territorial'noy struktury vybrosov dioksida ugleroda ot ob'yektov energetiki v Rossiyskoy Federatsii* [Assessment of the territorial structure of carbon dioxide emissions from energy facilities in the Russian Federation] // *Energeticheskaya politika* [Energy policy]. 2022. 11 (177). pp. 92–103. doi: 10.46920/2409-5516\_2022\_11177\_92. In Russian

*Forma statisticheskikh nablyudenij Federal'noj sluzhby gosudarstvennoj statistiki 4-TER «Svedeniya ob ispol'zovanii toplivno-energeticheskikh resursov v Rossii» za 2019 g.* [The form of statistical observations of the Federal State Statistics Service 4-TER "Information on the use of fuel and energy resources in Russia" for 2019]. In Russian

#### **Информация об авторах:**

**Майсюк Е.П.**, кандидат экономических наук, старший научный сотрудник лаборатории энергоснабжения децентрализованных потребителей, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия.

E-mail: [maysyuk@isem.irk.ru](mailto:maysyuk@isem.irk.ru)

**Иванова И.Ю.**, кандидат экономических наук, заведующая лабораторией энергоснабжения децентрализованных потребителей, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия.

E-mail: [nord@isem.irk.ru](mailto:nord@isem.irk.ru)

**Санеев Б.Г.**, доктор технических наук, профессор, заведующий отделом комплексных и региональных проблем энергетики, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия.

E-mail: [saneev@isem.irk.ru](mailto:saneev@isem.irk.ru)

*Вклад авторов: все авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку публикации.*

*Авторы декларируют отсутствие конфликта интересов.*

#### **Information about the authors:**

**Maysyuk E.P.**, Cand. Sci. (Economy), Senior researcher of the Laboratory of energy supply for distributed consumers, Melentiev Energy Systems Institute, SB RAS, Irkutsk, Russia.

E-mail: [maysyuk@isem.irk.ru](mailto:maysyuk@isem.irk.ru)

**Ivanova I.Yu.**, Cand. Sci. (Economy), Head of the Laboratory of energy supply for distributed consumers, Melentiev Energy Systems Institute, SB RAS, Irkutsk, Russia.

E-mail: [nord@isem.irk.ru](mailto:nord@isem.irk.ru)

**Saneev B.G.**, Dr. Sci. (Engineering), Professor, Deputy Director, Head of Department of Complex and Regional Problems in Energy, Melentiev Energy Systems Institute, SB RAS, Irkutsk, Russia.

E-mail: [saneev@isem.irk.ru](mailto:saneev@isem.irk.ru)

*Contribution of the authors: the authors contributed equally to this article.*

*The authors declare no conflicts of interests.*

*Статья поступила в редакцию 31.08.2023; одобрена после рецензирования 18.12.2023; принята к публикации 02.06.2025*

*The article was submitted 31.08.2023; approved after reviewing 18.12.2023; accepted for publication 02.06.2025*