

Научная статья

УДК 338.1

doi:10.37614/2220-802X.2.2025.88.010

СНИЖЕНИЕ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ: ОТ ГЛОБАЛЬНОГО КОНТЕКСТА К СТОИМОСТНОЙ ОЦЕНКЕ УЛАВЛИВАНИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА В АРКТИКЕ

Алина Александровна Череповицына^{1, 2}¹Институт экономических проблем имени Г. П. Лузина Кольского научного центра Российской академии наук, Апатиты, Россия, iljinovaAA@mail.ru, a.ilinova@ksc.ru, ORCID 0000-0001-5168-0518²Научно-исследовательский институт «Центр экологической промышленной политики», Мытищи, Россия

Аннотация. В контексте обострившейся климатической проблемы особую роль для развития энергетики и промышленности приобретают различные направления снижения выбросов парниковых газов (ПГ), в том числе технологии улавливания, использования и хранения углерода (УХУ). Последние обладают рядом преимуществ, но их развитие в мире сопряжено с существенными трудностями. Цель исследования заключается в анализе проблем и перспектив реализации технологических цепочек УХУ, в том числе в промышленном секторе России, а также в стоимостной оценке улавливания углекислого газа (CO₂) на угольной электростанции с обоснованием предложений по обеспечению экономической жизнеспособности таких проектов (на примере Апатитской ТЭЦ в Мурманской области). Определены сущность и роль УХУ в общей карте декарбонизации промышленности, выявлены ключевые предпосылки для развития комплекса технологий в России. С учетом особой важности снижения выбросов ПГ в Арктике и системообразующей роли угля в энергообеспечении страны проведен расчет нормированной стоимости электроэнергии при внедрении технологии улавливания CO₂ на угольной электростанции, оценена примерная стоимость 1 т уловленных выбросов. Определено, что уровень затрат является высоким, что требует реализации различных вариантов обеспечения экономической жизнеспособности таких проектов, ряд которых предложен в исследовании. Результаты концептуального моделирования и экономической оценки подтверждают, что общие меры государственного регулирования, такие как налог на выбросы ПГ, не могут повлиять на стоимостные показатели проектов, тогда как специфические меры, направленные на поддержку доходной части проектов, могут обеспечить их жизнеспособность, но требуют существенных затрат со стороны государства. Новизна исследования определяется развитием концептуальных представлений о перспективах внедрения УХУ в промышленности, проведенными стоимостными оценками, а также обоснованной системой мер обеспечения экономической жизнеспособности УХУ. Перспективы исследования связаны с моделированием и экономической оценкой реализации полного цикла УХУ в Арктике.

Ключевые слова: снижение выбросов, парниковый газ, улавливание углекислого газа, стоимостная оценка, Арктика, улавливание и хранение углерода, угольные электростанции

Для цитирования: Череповицына А. А. Снижение выбросов парниковых газов: от глобального контекста к стоимостной оценке улавливания углекислого газа в Арктике // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2025. № 2. С. 148–163. doi:10.37614/2220-802X.2.2025.88.010.

Original article

REDUCING GREENHOUSE GAS EMISSIONS: FROM A GLOBAL PERSPECTIVE TO A COST ASSESSMENT OF CARBON CAPTURE IN THE ARCTIC

Alina A. Cherepovitsyna^{1, 2}¹Luzin Institute for Economic Studies of the Kola Science Centre of the Russian Academy of Sciences, Apatity, Russia, iljinovaAA@mail.ru, a.ilinova@ksc.ru, ORCID 0000-0001-5168-0518²Environmental Industrial Policy Center, Mytishchi, Russia

Abstract. In light of the escalating climate crisis, various strategies for reducing greenhouse gas (GHG) emissions, including carbon capture, utilization and storage (CCS) technologies, are gaining importance in the development of the energy and industrial sectors. While CCS technologies have several advantages, their global deployment faces considerable challenges. The purpose of this study is to analyze both the problems and prospects of implementing CCS chains, including within Russia's industrial sector. It also provides a cost assessment of carbon dioxide (CO₂) capture at a coal-fired power plant, using the Apatity power plant in the Murmansk region as a case study, and proposes measures to enhance the economic feasibility of such projects. The essence and the role of CCS in industrial decarbonization are examined, and key prerequisites for the development of such technologies in Russia are identified. Given the critical importance of reducing GHG emissions in the Arctic and the crucial role of coal in Russia's energy mix, the study calculates the Levelized Cost of Electricity (LCOE) for

integrating CO₂ capture at a coal-fired power plant and estimates the cost per ton of avoided emissions. The analysis reveals that these costs remain high, necessitating the exploration of mechanisms to ensure economic feasibility, some of which are proposed in this study. The results of conceptual modeling and economic evaluation confirm that general regulatory measures, such as a tax on GHG emissions, are insufficient to significantly impact project economics. However, targeted support mechanisms that enhance project revenue could improve viability, albeit at a substantial cost to the state. The novelty of this study lies in its development of a conceptual framework for CCS deployment in industry, its cost estimates, and its formulation of a justified set of policy measures to ensure economic sustainability. The findings offer a foundation for future modeling and economic evaluations of implementing full-cycle CCS projects in the Arctic.

Keywords: emission reduction, greenhouse gas, carbon dioxide capture, cost assessment, Arctic, carbon capture and storage, coal-fired power plants

For citation: Cherepovitsyna A. A. Reducing greenhouse gas emissions: From a global perspective to a cost assessment of carbon capture in the Arctic. *Sever i rynek: formirovanie ekonomicheskogo porjadka* [The North and the Market: Forming the Economic Order], 2025, no. 2, pp. 148–163. doi:10.37614/2220-802X.2.2025.88.010.

Введение

Проблема снижения выбросов ПГ в промышленности

Проблема снижения выбросов ПГ становится все более острой и обсуждаемой во всем мире. Основными источниками выбросов в глобальном масштабе признают объекты энергетики, базирующиеся на ископаемом сырье. По данным Энергетического института (англ. The Energy Institute), уровень мировой эмиссии углекислого газа, связанный с процессами получения энергии, в 2023 г. составил порядка 35,1 млрд т CO₂, достигнув своего максимального исторического значения.

Рост выбросов ПГ обуславливает существенное давление на промышленность, в том числе энергетику, что еще сильнее смещает фокус развития компаний в сторону устойчивого развития, а также движения к углеродной нейтральности (англ. carbon neutrality, net-zero emissions, или net zero) и декарбонизации. Последняя категория, ответственная за снижение выбросов ПГ, уже стала неотъемлемой частью широко известной в науке и реализуемой промышленными компаниями на практике концепции устойчивого развития.

Активное развитие проблема снижения выбросов ПГ приобрела в конце 1990-х — начале 2000-х гг., в период зарождения климатической политики Организации Объединенных Наций (ООН). Принятие в 1997 г. Киотского протокола как документа, который наложил конкретные обязательства на национальные экономики по сокращению выбросов ПГ, стало определенной предпосылкой для «встраивания» декарбонизации в концепцию устойчивого развития. В 2005 г. ООН, ввиду озабоченности ухудшением состояния окружающей

среды, глобальным изменением климата и возрастающим экономическим неравенством, предложила концепцию ведения деятельности “ESG” (англ. Environmental, Social, Governance; рус. природа, общество, управление), предусматривающую необходимость комплексного решения экологических, социальных и управленческих проблем. В 2015 г. более 190 стран, включая Россию, приняли Парижское соглашение по климату. Последнее закрепило обязательства стран по разработке и реализации соответствующих стратегий, направленных на контроль над уровнем выбросов ПГ на национальном уровне.

Науке и практике известны различные направления снижения выбросов ПГ: повышение эффективности использования энергетических и иных ресурсов, переход на возобновляемые источники энергии (ВИЭ) и пр. Особую роль в перспективе отводят биоэнергетике, а также технологиям улавливания, использования и хранения углекислого газа (УХУ)¹. В России принят основополагающий документ, определяющий позицию страны и план действий по решению возникших задач, — «Стратегия социально-экономического развития РФ с низким уровнем выбросов ПГ до 2050 г.»² (далее — Стратегия с низким уровнем выбросов ПГ), где обозначены сценарии и основные направления снижения выбросов, но в достаточно общем контексте. Важная роль отводится энергосбережению и повышению энергетической эффективности, особенно в таких сферах, как производство и распределение электрической и тепловой энергии, промышленность и жилищно-коммунальное хозяйство. В целом эксперты отмечают необходимость формирования принципов и подходов к снижению рисков

¹ Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector // International Energy Agency. 2021. 222 p. URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf (дата обращения: 01.03.2024); Башмаков И. А. Декарбонизация глобальной и российской промышленности и низкоуглеродное регулирование // Семинар ИМЭМО РАН и ЦЭНЭФ-XXI «Декарбонизация глобальной и российской промышленности и низкоуглеродное регулирование». 2022. URL:

https://cenef-xxi.ru/uploads/1_I_Bashmakov_Dekarbonizacziya_globalno_j_i_rossijskoj_promyshlennosti_887003ef32.pdf (дата обращения: 10.05.2024).

² Об утверждении Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года: Распоряжение Правительства Российской Федерации от 29.10.2021 г. № 3052-р // Собрание законодательства Российской Федерации. 08.11.2021 г.

ПРОБЛЕМЫ ИЗМЕНЕНИЯ КЛИМАТА В АРКТИКЕ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

декарбонизации экономики, предусматривающих интеграцию комплекса мер по снижению нетто-выбросов ПГ с мерами адаптации населения и хозяйственных систем к изменениям климата, а также гармонизацию указанных мер климатической политики с целью долгосрочного устойчивого развития страны [1].

Ряд направлений снижения выбросов ПГ подразумевает постепенный отказ от ископаемых источников энергии (нефти, газа, угля) в пользу, например, ВИЭ, которые, по заявлениям Международного энергетического агентства (МЭА) (англ. International Energy Agency, IEA), являются ключевыми при снижении выбросов в энергетике. Однако следует признать, что масштабный переход на ВИЭ — это сложно реализуемая задача. Что касается повышения энергоэффективности, то в мире и в России отмечают ее ведущую роль. Энергоемкость российской экономики высока, что объясняется климатическими условиями, большой территорией страны, а также особенностями специализации экономики и «советским наследием» [2]. Российские эксперты и ученые подчеркивают, что вопросы энергоемкости и энергоэффективности российской экономики в контексте климатической проблемы имеют принципиальное значение [3]; повышение энергоэффективности, а также переход с угля на газ в электро- и теплоэнергетике — «самые доступные каналы декарбонизации»³. Однако, несмотря на имеющиеся доводы, становится общепризнанным, что большая часть потенциала энергоэффективности уже исчерпана⁴. Данный факт, а также признание невозможности масштабного перехода на ВИЭ определяют в ближайшем будущем необходимость ориентации и на другие направления, такие как УХУ, переход на низкоуглеродные виды топлива и сырья, биомассу и водород. При этом, учитывая принцип действия решений УХУ, который заключается в предотвращении попадания уже образовавшихся выбросов ПГ в атмосферу, можно предположить, что именно данный комплекс технологий станет одним

из основных вариантов снижения выбросов в тех отраслях, где потенциал применения иных опций декарбонизации ограничен, а свести образование выбросов до нуля не представляется возможным⁵. С учетом ориентации экономики России на ископаемые источники энергии, необходимости обеспечения разумной, плавной декарбонизации с фокусом на национальные интересы можно предположить, что в перспективе комплекс технологий УХУ может быть масштабирован в промышленном секторе России. При этом внедрение таких технологий будет направлено на поддержание устойчивого функционирования традиционных отраслей и процессов с одновременным снижением выбросов ПГ, что подтверждается упоминанием УХУ и в Стратегии с низким уровнем выбросов ПГ. По состоянию на 2024 г. в России нет ни одного действующего проекта УХУ. Вместе с тем в базе Глобального института CCS (англ. Global CCS Institute) зарегистрировано три российских проекта со статусом «Обоснование и оценка» (англ. “under evaluation”) — два проекта на полуострове Ямал и один в Республике Саха (Якутия)⁶.

Снижение выбросов ПГ: арктический контекст и роль традиционной энергетики

Как отмечалось, климатический вопрос в настоящее время стоит достаточно остро во всем мире, но наиболее уязвимым, согласно общепринятому мнению экспертов, представляется Арктический регион. По данным наблюдений Федеральной службы по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды, темпы роста среднегодовой температуры воздуха на территории России за последние 50 лет примерно в 2,8 раза превышают темпы роста такой температуры в глобальном масштабе — средний рост на 0,51 °C за 10 лет в России против 0,18 °C за 10 лет по миру. При этом такой показатель для Арктической зоны РФ (АЗРФ) почти в 4 раза превышает темпы роста средней глобальной температуры — 0,71 °C за 10 лет⁷.

³ Калмацкий М. Россия продолжает последовательно идти к углеродной нейтральности // Российская газета. 2023. URL: <https://rg.ru/2023/10/16/umnozhenie-na-nol.html> (дата обращения: 05.06.2024).

⁴ Башмаков И. А. Декарбонизация глобальной и российской промышленности и низкоуглеродное регулирование // Семинар ИМЭМО РАН и ЦЭНЭФ-XXI «Декарбонизация глобальной и российской промышленности и низкоуглеродное регулирование». 2022. URL: https://cenef-xxi.ru/uploads/1_1_Bashmakov_Dekarbonizatsiya_globo_lnoj_i_rossijskoj_promyshlennosti_887003ef32.pdf (дата обращения: 10.05.2024).

⁵ Там же.

⁶ Global CCS Institute. Global Status Report, November, 6, 2024. 89 p. URL: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2024/11/Global-Status-Report-6-November.pdf> (дата обращения: 22.12.2024); Минпромторг России. Стратегия развития углеродного рынка

и системы учета выбросов парниковых газов в России // Министерство промышленности и торговли Российской Федерации. 2023. URL: https://minpromtorg.gov.ru/storage/797ced43-043d-4b4e-b72b-3d36984adbc7/documents/663f0df0-8439-4152-a8ea-2c4d0d36ffe4/008cee19-8ce0-4107-9013-74288ef21298.pdf?ysclid=m4w_hs98qcw888950845 (дата обращения: 05.06.2024).

⁷ Об утверждении рекомендаций «круглого стола» Комитета Государственной Думы по энергетике на тему «Роль топливно-энергетического комплекса в реализации новой климатической политики Российской Федерации. Наилучшие корпоративные практики»: Решение Комитета Государственной Думы по энергетике от 21 февраля 2024 г. № 325-5/101 // Комитет Государственной Думы по энергетике: официал. сайт. URL: <http://komitet-energo.duma.gov.ru/storage/f11e63e3-91e7-42ea-bb26-8bb1c3bfc7ec/documents/342a33fa-0e19-4753-8dab-3194ba5ce81d/f0be6d74-2582-4feb-a84c-436e67cddf7a.pdf> (дата обращения: 20.03.2024).

ПРОБЛЕМЫ ИЗМЕНЕНИЯ КЛИМАТА В АРКТИКЕ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

Так, регионы Арктики наиболее чувствительны к глобальному изменению климата, а климатические изменения на этих территориях часто рассматривают как индикатор происходящих процессов. С одной стороны, изменение климата ускоряет таяние арктических льдов и удлиняет время, доступное для движения по Северному морскому пути, что способствует расширению экономических возможностей для российской Арктики. К потенциальным «плюсам» такого процесса также можно отнести смягчение климата, что обеспечит более благоприятные условия для промышленной деятельности, улучшение условий для сельского хозяйства на северных территориях и ряд других [4]. Вместе с тем «разбалансировка» климата приведет к серьезным проблемам, в том числе к высвобождению огромных объемов метана (еще более вредного ПГ, чем CO₂), а также возможному повреждению уже существующей промышленной инфраструктуры в результате таяния вечной мерзлоты. Уже сегодня компании, действующие в АЗРФ, отводят особую роль мероприятиям по обеспечению промышленной и экологической безопасности, которые позволяют вносить вклад в минимизацию влияния экологических и климатических рисков, как экстренных, так и систематических [5]. С учетом сложившейся экономической структуры региона декарбонизацию промышленности в Арктике следует осуществлять с ориентацией на доступные решения, которые могут быть интегрированы в технологические процессы действующих предприятий, особенно объектов традиционной энергетики как критически значимых для социально-экономического развития АЗРФ и страны в целом.

На угольные электростанции приходится порядка 14 % от общего объема производства электроэнергии в России⁸, и зачастую такие мощности являются единственным источником электроэнергии в отдаленных регионах, в частности арктических. Интеграция опций УХУ в данном случае может быть единственным вариантом для снижения выбросов ПГ на таких объектах [6]. Вышесказанное подтверждается и мировым опытом: объекты энергетики являются одними из наиболее перспективных, но дорогих мощностей — адаптеров УХУ, тем не менее ожидается, что в ближайшем будущем их доля будет существенно увеличена.

Несмотря на аргументы в пользу внедрения технологий улавливания на угольных электростанциях, в том числе в АЗРФ, с учетом их высокой стоимости и ряда других сдерживающих факторов, экономическая жизнеспособность подобных проектов с точки зрения

затрат в текущих условиях в России находится под серьезным сомнением.

В научных публикациях степень проработанности данной проблемы крайне низкая, предпринимаются лишь первые попытки исследований в этом направлении, в большей степени — в области декарбонизации промышленности в целом. Данная работа призвана внести вклад в развитие представлений о возможностях и ограничениях внедрения инициатив по улавливанию и хранению углерода в промышленном секторе России, что определило ее цель.

Целью настоящего исследования выступает обобщенный анализ проблем и перспектив реализации решений по улавливанию и хранению углерода в промышленности с определением базовых предпосылок для их развития в России, стоимостной оценкой внедрения технологии улавливания на угольной электростанции, а также разработкой и критическим анализом предложений по обеспечению экономической жизнеспособности таких проектов в России.

Задачами исследования выступили: обобщение проблем и критический анализ перспектив реализации технологических цепочек УХУ как опции декарбонизации; выявление базовых предпосылок для реализации проектов улавливания и хранения углерода в промышленном секторе России; оценка затрат на улавливание CO₂ на угольной электростанции, функционирующей в АЗРФ; разработка возможных вариантов обеспечения экономической жизнеспособности проектов УХУ с оценкой влияния наиболее вероятных к применению мер на стоимостные показатели рассматриваемого в исследовании проекта.

В качестве модельного объекта для оценки затрат на улавливание была выбрана действующая угольная теплоэлектростанция (теплоэлектроцентраль, ТЭЦ) — Апатитская ТЭЦ в Мурманской области.

Материалы и методы

Материалами исследования выступили научные публикации по теме, а также информационные и аналитические публикации зарубежных и российских организаций, таких как Энергетический институт, МЭА, Межправительственная группа экспертов по изменению климата (англ. The Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC), Европейская экономическая комиссия ООН (англ. United Nations Economic Commission for Europe), Глобальный институт CCS, центр энергетики Московской школы управления «Сколково», Центр по эффективному

⁸ Electricity Data Explorer // Ember. 2022. URL: <https://ember-climate.org/data/data-explorer/> (дата обращения: 24.09.2024).

ПРОБЛЕМЫ ИЗМЕНЕНИЯ КЛИМАТА В АРКТИКЕ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

использованию энергии (ЦЭНЭФ-XXI) и др. Исследование базировалась на данных, раскрываемых в открытом доступе Федеральной службой государственной статистики, Министерством промышленности и торговли России, Комитетом Государственной Думы по энергетике, а также на данных генерирующих компаний России, в частности ПАО «ТГК-1».

При проведении исследования на разных этапах использовались контент-анализ материалов по теме, методы анализа и синтеза, декомпозиции, группировки и обобщения, критический анализ. Исследование проведено с применением методов концептуального моделирования, стоимостной оценки, релевантных к подобного рода проектам, элементов сценарного подхода.

Стоимостная оценка основана на расчете нормированной стоимости электроэнергии (англ. Levelized Cost of Electricity, LCOE; Levelized Energy Cost, LEC) при внедрении системы улавливания CO₂ на объекте и определении стоимости 1 т уловленных (предотвращенных) выбросов CO₂ [7]. Данные показатели подходят для упрощенной стоимостной оценки проектов улавливания, не связанной с принятием инвестиционных решений [7]. Вместе с тем их использование характеризуется точностью и наглядностью, дает представление о стоимости конечной продукции и стоимости обращения с 1 т углекислого газа. Кроме того, становится возможным проводить сравнительный анализ между стоимостью реализации данных решений и иных опций декарбонизации, ценой углерода на рынке и ставкой налога на выбросы (в случае их наличия).

LCOE представляет собой показатель, демонстрирующий рост стоимости производства 1 единицы продукции на объекте (в данном случае — электроэнергии) после внедрения технологии улавливания (формула 1):

$$LCOE = \frac{\sum_i \frac{I_i + E_i + T_i}{(1+r)^i}}{\sum_i \frac{O_i}{(1+r)^i}}, \quad (1)$$

где I_i — годовые инвестиции в улавливание CO₂, ден. ед.; E_i — годовые эксплуатационные расходы на улавливание CO₂, ден. ед.; T_i — расходы на топливо, используемое для работы установки улавливания CO₂, ден. ед.; O_i — годовой объем реализованной потребителям электроэнергии на объекте, МВт; i — количество лет реализации проекта, лет; r — ставка дисконтирования, %.

Определение стоимости 1 т уловленных (предотвращенных) выбросов CO₂ основывается

на сравнении себестоимости производства единицы продукции на объекте (в данном случае — электроэнергии) с использованием технологии улавливания и без ее использования (формула 2):

$$\text{Стоимость предотвращенных выбросов CO}_2 = \frac{(LCOE)_{CCS} - (LCOE)_{ref}}{\left(\frac{\text{тонн CO}_2}{\text{ед.пр.}}\right)_{ref} - \left(\frac{\text{тонн CO}_2}{\text{ед.пр.}}\right)_{CCS}}, \quad (2)$$

где $(LCOE)_{CCS}$ — нормированная стоимость единицы продукции с улавливанием CO₂; $(LCOE)_{ref}$ — нормированная стоимость единицы продукции без улавливания CO₂; $\left(\frac{\text{тонн CO}_2}{\text{ед.пр.}}\right)_{ref}$ — количество выбросов CO₂ на единицу продукции без улавливания, т; $\left(\frac{\text{тонн CO}_2}{\text{ед.пр.}}\right)_{CCS}$ — количество выбросов CO₂ на единицу продукции с улавливанием, т.

Для определения капитальных затрат по проекту улавливания использовалась формула Ленца (формула 3). Использование данного подхода распространено для решения подобного рода задач, так как в данном случае учитывается нелинейная связь между ростом мощности установки и величиной капитальных затрат⁹ [8]:

$$K_A = K_B \left(\frac{M_A}{M_B}\right)^n, \quad (3)$$

где K_A, B — капитальные вложения проекта А, Б соответственно, ден. ед.; M_A, B — мощность установок улавливания проектов А, Б соответственно, т; n варьирует от 0,6 (одна установка) до 0,8 (несколько параллельных установок).

Как отмечалось, модельным объектом выбрана расположенная в г. Апатиты Мурманской области Апатитская ТЭЦ. Основными объектами-аналогами для проведения расчетов выступили угольные электростанции — адаптеры технологий улавливания — мощности SaskPower Boundary Dam (Канада) и Petra Nova CCS (США, Техас).

Электростанция в Канаде, расположенная в угледобывающей провинции Саскачеван, была модернизирована в 2014 г. для улавливания порядка 1 млн т CO₂ в год и действует до сих пор. Этот объект стал первой в мире электростанцией, успешно использующей технологию улавливания и являющейся частью полной технологической цепочки УХУ. Следует отметить, что в Канаде минимальная цена на выбросы углерода увеличилась с 20 до 80 канадских долл. за тонну в период с 2019 по 2024 г., и она будет увеличиваться на 15 канадских долл. ежегодно до 2030 года¹⁰. Экономическую жизнеспособность проекта обеспечивает ряд федеральных и провинциальных

⁹ Kearns D. Technology readiness and costs of CCS / H. Liu, C. Consoli // Global CCS Institute. 2021. 49 p. URL: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/03/Technology-Readiness-and-Costs-for-CCS-2021-1.pdf> (дата обращения: 12.03.2024).

¹⁰ Global CCS Institute. Global Status Report, November, 6, 2024. 89 p. URL: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2024/11/Global-Status-Report-6-November.pdf> (дата обращения: 01.12.2024).

ПРОБЛЕМЫ ИЗМЕНЕНИЯ КЛИМАТА В АРКТИКЕ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

стимулов для УХУ, в том числе грантовая поддержка, доступ к транспортной инфраструктуре и инфраструктуре хранения с достаточно низкими затратами, а также использование уловленного на объекте углекислого газа для закачки в нефтегазовые месторождения с целью повышения нефтеотдачи — CO₂-EOR (англ. enhanced oil recovery).

На объекте Petra Nova CCS в Техасе (США) улавливание углекислого газа осуществляется с 2017 г. Проект рассчитан на улавливание порядка 90 % CO₂ из отходящих потоков дымовых газов с ежегодным объемом около 1,4 млн т. Уловленный CO₂ транспортируется по трубопроводу на расстояние порядка 130 км на действующее нефтяное месторождение, где также используется в целях CO₂-EOR. В 2020 г. его функционирование было приостановлено, что связывают с высокими затратами на улавливание и волатильностью цен на нефть. По состоянию на 2024 г. данный объект снова является действующим¹¹.

Результаты

Сущность, проблемы и перспективы реализации технологий УХУ в промышленности

Комплекс технологий УХУ — это собирательное название ряда технологических этапов по обращению с углекислым газом, которые чаще всего соединены в единую цепочку и направлены на улавливание CO₂ на источнике выбросов (крупных энергетических или промышленных мощностях), его транспортировку, использование и/или закачку в резервуары для долгосрочного геологического хранения. Для установления связи в системе «источник выбросов — место использования/геологического захоронения» CO₂ транспортируется (обычно по трубопроводу), а для геологического хранения газа используются истощенные нефтяные и газовые резервуары, соленосные пласты и другие геологические формации. Транспортировка и геологическое хранение CO₂ являются относительно зрелыми технологическими процессами, а этап улавливания — самый трудно реализуемый, дорогой и менее масштабированный. Как отмечалось, самым распространенным вариантом использования CO₂ является его закачка в пласт для повышения нефтеотдачи. Иные технологии использования CO₂ находятся на самых ранних этапах развития, однако уже сегодня можно говорить о действующих проектах по производству

углеродно-нейтральной продукции из CO₂, например метанола [9].

Если рассматривать УХУ как часть общей карты декарбонизации промышленности, то важно еще раз подчеркнуть, что принцип действия заключается в предотвращении попадания уже образовавшегося ПГ в атмосферу. Таким образом, данный комплекс технологий позволяет сократить выбросы ПГ действующих предприятий без их существенной перестройки и может быть использован в энергоемких отраслях промышленности, где иные опции декарбонизации не применимы (например, в цементной промышленности, производстве чугуна и стали, химической промышленности)¹². Все это позволяет решать проблему снижения выбросов ПГ без отказа от традиционных источников энергии, обеспечивая реализацию разумного, плавного изменения структуры мирового энергетического баланса в той степени, в которой это необходимо и возможно.

Несмотря на наличие потенциальных преимуществ, реализация таких проектов связана с существенными трудностями, прежде всего в части их высокой стоимости. Самым дорогостоящим этапом является улавливание газа на источнике выбросов — эксперты оценивают диапазон затрат от 20 до 200 и выше долл. США за тонну CO₂ [10]. Проблемы организационно-экономического характера связаны, прежде всего, с отсутствием доходной части проектов и неразвитой институциональной средой в большей части стран и регионов мира. Несмотря на то, что геологическое захоронение углекислого газа — «понятный» с технологической точки зрения процесс, данный этап, наравне с полезным использованием CO₂, является проблематичным и по ряду аспектов спорным. Кроме того, негативное отношение общественности к проектам УХУ в части его транспортировки и геологического захоронения под землей многократно сопровождало их реализацию. Например, в 2023 г. проект Heartland Greenway в США был отменен после отказа в выдаче разрешения на строительство¹³ ввиду общественного противодействия. С учетом того, что законодательные основы геологического захоронения CO₂ в мире только формируются, можно предположить, что его серьезного масштабирования в ближайшее время ожидать не стоит.

¹¹ Global CCS Institute. Global Status Report, November, 6, 2024. 89 p. URL: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2024/11/Global-Status-Report-6-November.pdf> (дата обращения: 01.12.2024).

¹² Углеродно-нейтральные энергоемкие отрасли промышленности. Технологический обзор // UNECE. 2023. 24 p. URL: https://unece.org/sites/default/files/2023-09/Industry%20brief_RU_draft_1.pdf (дата обращения: 14.03.2024).

¹³ Khoo T. Cancellation of Heartland Greenway CO2 pipeline underlines US regulatory bottlenecks // S & P Global. 2023. URL: <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/research-analytics/cancellation-of-heartland-greenway-co2-pipeline> (дата обращения: 19.02.2024).

ПРОБЛЕМЫ ИЗМЕНЕНИЯ КЛИМАТА В АРКТИКЕ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

Несмотря на обозначенные выше проблемы, в мире уже накоплен некоторый опыт. Впервые в промышленных масштабах улавливание CO₂, его транспортировка на расстояние более 350 км и закачка в подземный резервуар были осуществлены

в Пермском нефтегазоносном бассейне в США компанией Chevron в 1972 г. По состоянию на 2024 г. в мире действует 50 проектов, более 600 находятся на разных стадиях реализации, а темп роста мощностей стабильно высок¹⁴ (рис. 1).

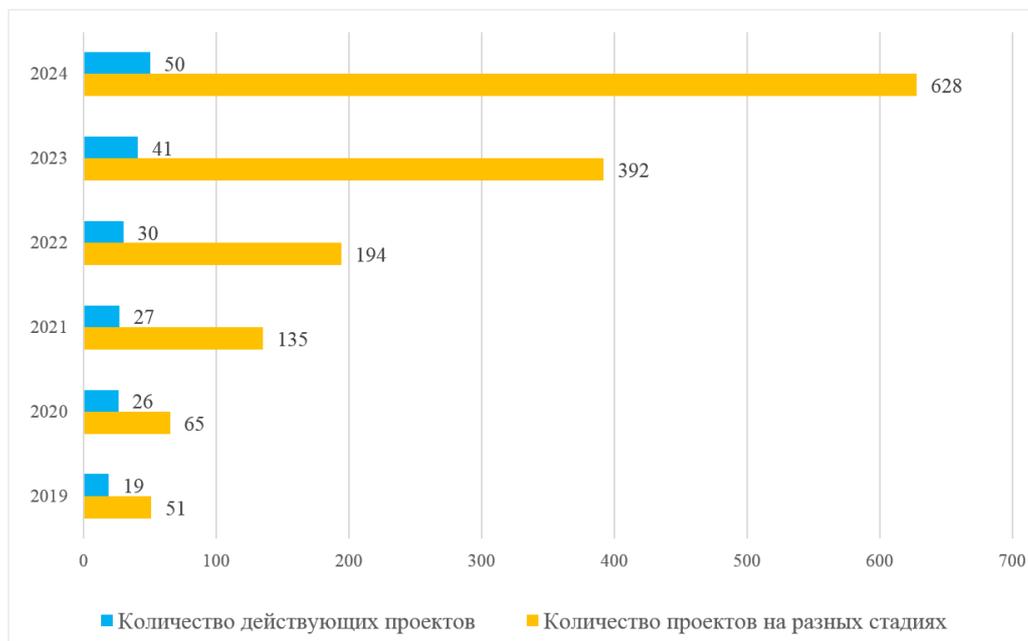


Рис. 1. Динамика изменения количества проектов УХУ в мире в 2019–2024 гг.

Источник: составлено автором, данные: CCS Facilities Data Base.

URL: <https://co2re.co/FacilityData> (дата обращения: 23.12.2024)

Страны-лидеры в области УХУ — США, Норвегия, Канада, Великобритания, Китай, а основные отрасли — адаптеры технологий — переработка природного газа, химическая промышленность. Появляются проекты и в «новых» для УХУ отраслях — металлургии, цементной промышленности, прямом улавливании CO₂ из атмосферы, «энергии из отходов» (англ. Waste-to-Energy) и др. Две трети действующих проектов УХУ реализуется через CO₂-EOR, однако в связи с усилением климатического регулирования, ограниченным потенциалом закачки CO₂ в нефтяные пласты все больше новых проектов нацелены на геологическое хранение.

Предпосылки для реализации проектов УХУ в России

С учетом того, что комплекс технологий УХУ реализуется в виде крупных капиталоемких проектов с вовлечением как предприятий-эмитентов, так и транспортной инфраструктуры и, что особенно важно, подземных хранилищ, потенциал реализации

таких решений обычно оценивается на уровне отдельных стран. Выявляются страны-лидеры, основные из которых были упомянуты выше, в пределах национальных границ которых формируется соответствующая институциональная среда, развиваются технологии и инфраструктура для транспортировки углекислого газа, совершенствуется законодательство по регулированию процессов размещения CO₂ под землей, что в конечном счете определяет их лидирующие позиции. В качестве примера можно привести США, где на протяжении нескольких десятков лет на уровне государства и отдельных штатов ведется планомерная работа по развитию УХУ в промышленности. На сегодня это привело к целой сложившейся системе государственного регулирования и поддержки УХУ, развитой инфраструктуре транспортировки и хранения газа, доступности технологий улавливания. В стране функционируют десятки проектов с относительно низкими затратами на улавливание и транспорт, реализующих решения CO₂-EOR¹⁵. Вместе с тем регулярно происходит обновление

¹⁴ Global CCS Institute. Global Status Report, November, 6, 2024. 89 p. URL: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2024/11/Global-Status-Report-6-November.pdf> (дата обращения: 22.12.2024).

¹⁵ CCS Facilities Data Base. URL: <https://co2re.co/FacilityData> (дата обращения: 23.12.2024).

ПРОБЛЕМЫ ИЗМЕНЕНИЯ КЛИМАТА В АРКТИКЕ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

и в определенной степени ужесточение требований в данной области: например, в 2024 г. было введено новое правило для угольных и газовых электростанций — улавливать 90 % выбросов CO₂ к 2032 г.¹⁶

Что касается России, следует отметить, что страна обладает рядом благоприятных предпосылок общего характера для внедрения УХУ в промышленности (рис. 2).

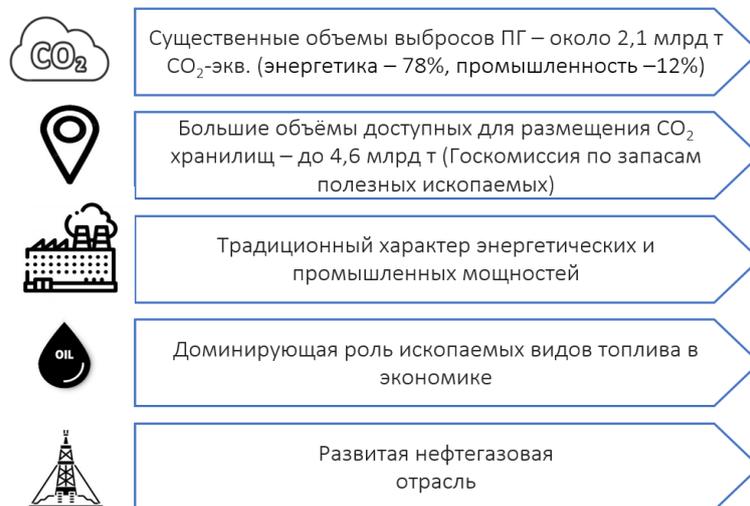


Рис. 2. Базовые предпосылки для развития технологий и проектов УХУ в России.

Источник: составлено автором

В 2021–2022 гг. совокупные выбросы ПГ в России составляли порядка 2,05–2,1 млрд т CO₂-экв.¹⁷, что приравнивается примерно к 4 % общемировых выбросов¹⁸. Наибольшая доля выбросов в России приходится на энергетику (около 80 %), прежде всего это выбросы от сжигания ископаемого топлива, а также промышленные процессы и использование промышленной продукции, сельское хозяйство (порядка 15 и 6 % соответственно)¹⁹. Кроме того, на территории страны расположены большие объемы доступных для размещения CO₂ хранилищ, что определяет значительный потенциал на национальном уровне не только с точки зрения захоронения собственных выбросов, но и с точки зрения предоставления таких хранилищ на коммерческой основе другим странам. По оценкам Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых, объем хранилищ CO₂ оценивается не менее чем в 4,6 Гт (2023 г.)²⁰.

Ориентация энергетического сектора, системообразующих отраслей промышленности на традиционные ископаемые ресурсы, а также развитая в масштабах страны нефтегазовая

отрасль со своей стороны формируют целый спектр факторов и стимулов, создающих благоприятные условия для реализации УХУ, в том числе для использования углекислого газа для CO₂-EOR.

Однако, несмотря на перечень общих предпосылок на уровне страны, очевидно, что их недостаточно для развития УХУ. Последнее требует комплексного подхода к формированию институциональной среды, развития технологий, тщательной работы по обоснованию участков недр, пригодных для размещения углекислого газа, создания в наиболее перспективных регионах сети специализированных трубопроводов для перемещения CO₂ — от мест улавливания до мест его закачки (захоронения). Важным представляется формирование системы стимулов для промышленных компаний к участию в таких проектах. При этом основополагающим, а также самым дорогим и сложным для реализации является этап улавливания углекислого газа на источнике выбросов, что требует соответствующего развития этого направления на национальном уровне. Одним из возможных вариантов внедрения

¹⁶ Global CCS Institute. Global Status Report, November, 6, 2024. 89 p. URL: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2024/11/Global-Status-Report-6-November.pdf> (дата обращения: 22.12.2024).

¹⁷ Изменение климата. Выбросы парниковых газов по секторам // Федеральная служба государственной статистики России: официал. сайт. URL: <https://rosstat.gov.ru/folder/11194> (дата обращения: 21.06.2024).

¹⁸ Ханна Р., Пабло Розадо, Макс Розер. Greenhouse gas emissions // OurWorldinData. 2020. URL: <https://ourworldindata.org/greenhouse-gas-emissions> (дата обращения: 12.05.2024).

¹⁹ Изменение климата. Совокупные выбросы парниковых газов // Федеральная служба государственной статистики России: официал. сайт. URL: <https://rosstat.gov.ru/folder/11194> (дата обращения: 21.06.2024).

²⁰ Госкомиссия по запасам оценила потенциал России по хранению CO₂. 29 августа 2023 г. // Ведомости. URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2023/08/29/992310-goskomissiya-po-zapasam-otse-nila-potentsial-rossii-po-hraneniyu-co2> (дата обращения: 23.06.2024).

технологий улавливания в России является адаптация таких решений на угольных электростанциях, уточненная стоимостная оценка которой будет проведена в следующем разделе.

Оценка затрат на улавливание CO₂ на Апатитской ТЭЦ (Мурманская область, Россия)

Апатитская ТЭЦ представляет собой угольную теплоэлектростанцию, работающую в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии. ТЭЦ является единственным поставщиком тепла в городах Апатиты и Кировск (Мурманская область, Россия), также она снабжает тепловой энергией АО «Апатит» — добывающий актив компании «ФосАгро». Установленная электрическая мощность станции — 230 МВт, тепловая — 535 Гкал/ч²¹.

По своему технологическому устройству ТЭЦ относится к пылеугольному типу. Такой тип угольных электростанций является доминирующим в мире, и их деятельность связана с повышенными выбросами загрязняющих веществ в атмосферу²². Способ улавливания, который обычно реализуется на подобных объектах и уже апробирован на действующих электростанциях, — улавливание «после сжигания» (англ. post-combustion capture) [11].

Годовая выработка электроэнергии на Апатитской ТЭЦ составляет 449,6 млн кВтч²³. Средняя норма выбросов была рассчитана для используемого на Апатитской ТЭЦ каменного угля из Кузнецкого бассейна [12] с учетом КПД для угольных электростанций данного типа и составила порядка 1,28 кг/кВтч. Следовательно, можно говорить о годовом объеме выбросов CO₂ на уровне 575 тыс. т в год. При коэффициенте улавливания около 90 % годовой объем улавливания составит порядка 518 тыс. т CO₂. Улавливание CO₂ представляет собой энергоемкий процесс, что снизит конечную выработку электроэнергии объектом для потребителей до уровня 289 млн кВтч с потерей электроэнергии около 35 %, что по значению близко к другим подобным случаям в мировой практике²⁴.

Срок реализации проекта принят равным 30 годам (средний срок службы установки улавливания). Расчет проведен при ставке дисконтирования 12 %.

С использованием формулы (3) и данных по объектам-аналогам определено, что для станции мощностью 518 тыс. т CO₂ в год величина капитальных затрат составит порядка 42 430 млн руб.²⁵. Операционные затраты определены как сумма энергетических и неэнергетических затрат по проекту, где неэнергетические для угольной электростанции предполагаются на уровне 4 % от капитальных вложений²⁶, а энергетические рассчитаны через норму потребления электричества и угля на 1 т CO₂, уловленного на электростанции. Годовые операционные затраты определены на уровне 1 849 млн руб.

В соответствии с формулой (1) увеличение показателя LCOE, который демонстрирует рост стоимости производства 1 кВтч электроэнергии после внедрения технологии улавливания на объекте, составит 27,2 руб. Учитывая также выработку тепловой энергии (1 515 тыс. Гкал), получаем, что годовая выработка ТЭЦ составит 2 051 млн кВтч-экв., а увеличение показателя LCOE — 3,89 руб. на производство 1 кВтч-экв. энергии при средней стоимости электроэнергии в регионе 2–5 руб./кВтч. Такой уровень показателя не позволяет включить возникшие дополнительные затраты на улавливание непосредственно в стоимость электроэнергии.

Для вычисления уровня затрат на 1 т уловленных (предотвращенных) выбросов (формула (2)) определим, что количество выбросов CO₂ на единицу продукции без улавливания составляет 0,26 кг/кВтч-экв., а с улавливанием — 0,03 кг/кВтч-экв. Таким образом, стоимость 1 т уловленного CO₂ на объекте — 16 775 руб. (рис. 3).

Согласно данным, представленным МЭА²⁷, стоимость улавливания по миру по таким проектам снижается. Так, в 2014 г. по проекту Boundary Dam в Канаде стоимость улавливания составляла 110 долл. США за 1 т, а в 2017 г. по проекту Petra Nova в США — уже 65 долл. за 1 т углекислого газа (см. рис. 3). Следует отметить, что доходная часть двух данных проектов формируется за счет продажи CO₂ нефтегазовым компаниям для операций CO₂-EOR²⁸, а их экономическая жизнеспособность также поддерживается за счет сформированных в данных странах институциональных условий.

²¹ Апатитская ТЭЦ // ТГК-1. 2023. URL: <https://www.tgc1.ru/?id=165> (дата обращения: 22.10.2024).

²² Characterizing the U. S. Industrial Base for Coal-Powered Electricity / C. Samaras, J. A. Drezner, H. H. Willis, E. Bloom. Santa Monica, CA: RAND Corporation, 2011. 157 p.

²³ Апатитская ТЭЦ // ТГК-1. 2023. URL: <https://www.tgc1.ru/?id=165> (дата обращения: 22.10.2024).

²⁴ Kearns D. Technology readiness and costs of CCS / H. Liu, C. Consoli // Global CCS Institute. 2021. 49 p. URL: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/03/Technology-Readiness-and-Costs-for-CCS-2021-1.pdf> (дата обращения: 22.10.2024).

²⁵ Перевод здесь и далее осуществлен в соответствии со среднегодовым валютным курсом за 2023 г. в соотношении 1 долл. = 85,2 руб.

²⁶ Meeting the Dual Challenge. A Roadmap to At-Scale Deployment of Carbon Capture Use and Storage // National Petroleum Council. 2019. URL: <https://dualchallenge.npc.org/> (дата обращения: 24.09.2024).

²⁷ Baylin-Stern A. Is carbon capture too expensive? / A. Baylin-Stern, N. Berghout // IEA. 2021. URL: <https://www.iea.org/commentaries/is-carbon-capture-too-expensive> (дата обращения: 24.09.2024).

²⁸ Policy priorities to intensive large scale deployment of CCS // Global CCS Institute. 2019. 31 p. URL: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2019/04/TL-Report-Policy-priorities-to-incentivise-the-large-scale-deployment-of-CCS-digital-final-2019-1.pdf> (дата обращения: 24.09.2024).

ПРОБЛЕМЫ ИЗМЕНЕНИЯ КЛИМАТА В АРКТИКЕ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

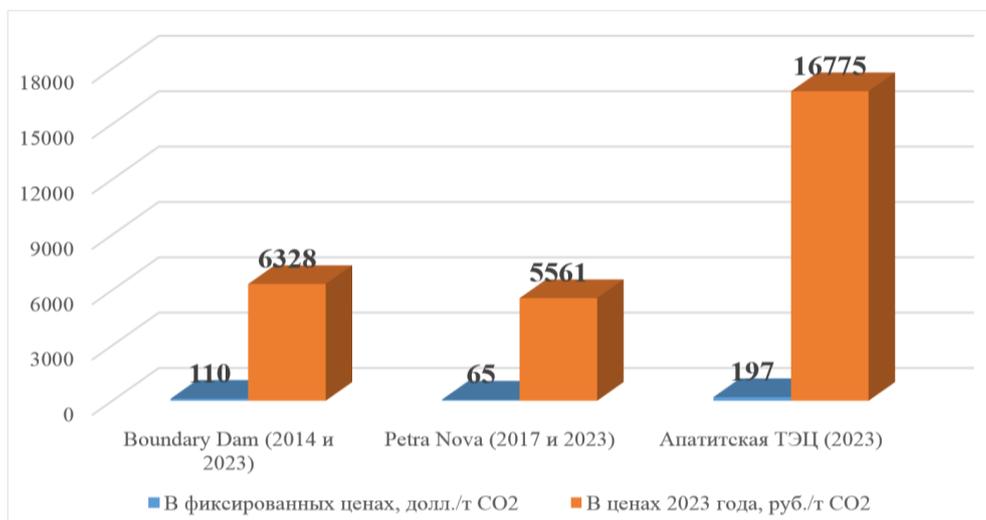


Рис. 3. Стоимость улавливания CO₂ на Апатитской ТЭЦ и объектах-аналогах в фиксированных ценах и ценах 2023 г. *Источник:* составлено автором

Обеспечение экономической жизнеспособности проектов улавливания CO₂ (на примере Апатитской ТЭЦ)

С учетом высокого уровня затрат на улавливание углекислого газа, невозможности включения возникающих дополнительных затрат в стоимость электроэнергии (или иной продукции на других объектах) необходимо развитие таких механизмов государственного регулирования и поддержки, которые обеспечат экономическую жизнеспособность проектов УХУ. Необходимым условием реализации таких инициатив является их способность функционировать на основе коммерческой логики. Вместе с тем следует заметить, что основной фокус таких проектов направлен на достижение целей сокращения выбросов ПГ, а экономическая жизнеспособность будет обеспечиваться приемлемым для проекта уровнем затрат на внедрение технологии и соответствующей поддержкой со стороны государства.

Варианты обеспечения экономической жизнеспособности проектов УХУ в России представлены в таблице.

Сегодня в мире действует ряд механизмов государственного регулирования и поддержки низкоуглеродных инициатив, в том числе УХУ [13]. Наиболее распространенными инструментами общего характера выступают налог на выбросы ПГ специфического характера, применительно к объектам электроэнергетики — «контракты на разницу» и «льготные тарифы».

«Контракты на разницу» в контексте реализации УХУ представляют собой инструмент, направленный

на компенсацию разницы между стоимостью электроэнергии или иной продукции, произведенной на мощностях с улавливанием углекислого газа, и ее стоимостью при базовом варианте — в данном случае электроэнергии, произведенной на тех же мощностях без улавливания углерода. Так, можно сказать, что размер компенсации равен увеличению стоимости электроэнергии, которая ранее рассчитана как увеличение LCOE. Реализация такого инструмента «выравнивает» стоимость электроэнергии, полученной на объекте с применением технологии улавливания, для потребителя. «Льготные тарифы» характеризуются схожим принципом действия, в этой связи остановимся на первом механизме.

На примере моделируемой в данном исследовании ситуации с улавливанием углекислого газа на Апатитской ТЭЦ можно сказать, что реализация механизма «контракты на разницу» только для одной станции будет обходиться государству в 7,9 млрд руб. в год. Таким образом, применение такого механизма требует серьезных затрат со стороны государства, что представляется достаточно сложным и нецелесообразным для реализации.

Также был проведен расчет с учетом возможного действия налога на выбросы ПГ по действующей в экспериментальном режиме на территории Сахалина ставке — 1 000 руб./т²⁹. При его применении к уловленным на объекте выбросам при текущей ставке изменение показателей будет незначительным (рис. 4), что не позволяет определить данную меру в разряд действенных.

²⁹ О ставке платы за превышение квоты выбросов парниковых газов в рамках проведения эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов на территории Сахалинской области: Постановление Правительства Российской Федерации от 18.08.2022 г. № 1441 //

Официальный интернет-портал правовой информации. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202208190038> (дата обращения: 20.03.2024).

ПРОБЛЕМЫ ИЗМЕНЕНИЯ КЛИМАТА В АРКТИКЕ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

Варианты обеспечения экономической жизнеспособности проектов УХУ

| Вариант | Статус для проекта улавливания углекислого газа (Апатитская ТЭЦ) | Общие рекомендации по развитию направления в России |
|---|---|--|
| Снижение уровня капитальных затрат | Невозможно; в силу отсутствия действующих проектов в России использованы данные зарубежных объектов-аналогов и расчетные данные согласно моделируемой ситуации | Развитие спектра технологий улавливания Создание типовых установок улавливания Применение технологий улавливания на объектах большей мощности Обучение и накопление опыта |
| Включение затрат на улавливание CO ₂ в цену основной продукции | Невозможно, так как затраты на улавливание (в данном случае 3,89 руб./кВтч) приведут к повышению цены на электроэнергию примерно в 2 раза | Развитие технологий и решений, позволяющих снижать уровень затрат на установки улавливания и их энергообеспечение Развитие инструментов, позволяющих «выравнивать» затраты, например «контракты на разницу» (англ. contract for difference) и «льготные тарифы» (англ. feed-in-tariff) |
| Продажа уловленного CO ₂ | Отсутствие рынка Отсутствие транспортных сетей для доставки CO ₂ покупателю Отсутствие нефтегазовых месторождений в регионе (для CO ₂ -EOR) | Стимулирование спроса на CO ₂ со стороны нефтегазовых компаний Развитие сети транспортных сетей CO ₂ , в том числе открытого типа (предоставление услуг по транспорту с возможным хранением и последующим мониторингом хранилищ) Реализация проектов улавливания на объектах, приближенных к нефтегазовым месторождениям |
| Экономия по налогу на выбросы ПГ | Недоступно в настоящее время; может быть учтено в условиях модели | Планомерное введение углеродного регулирования с количественными ограничениями на выбросы ПГ, включая систему санкций и рыночный компонент |
| Участие в углеродном рынке | | |
| Получение государственной поддержки | | |
| | | Развитие системы мер государственной поддержки УХУ на всех стадиях |

Примечание. Источник: составлено автором.

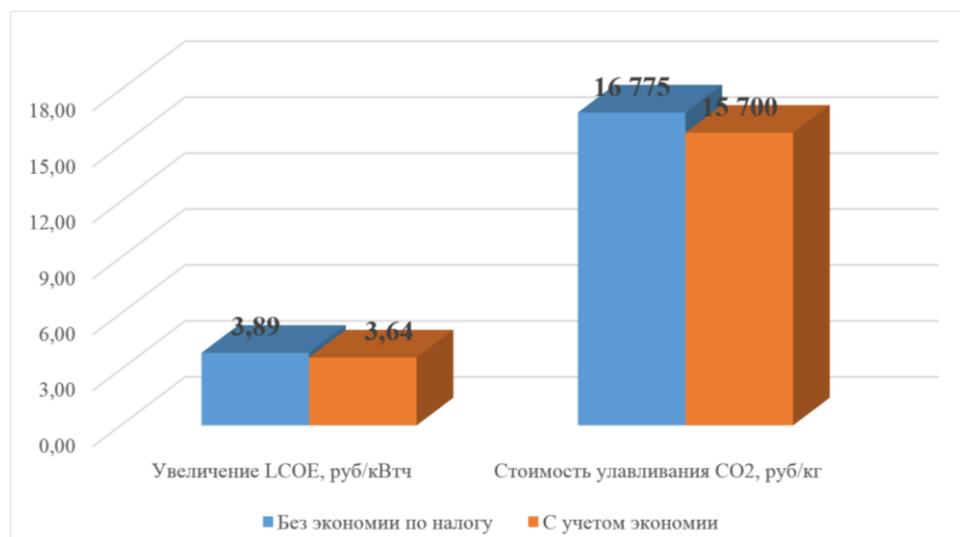


Рис. 4. Изменение стоимости улавливания CO₂ на Апатитской ТЭЦ при экономии по налогу на выбросы ПГ. Источник: составлено автором

ПРОБЛЕМЫ ИЗМЕНЕНИЯ КЛИМАТА В АРКТИКЕ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

Для того, чтобы экономия по налогу на выбросы ПГ «покрыла» все затраты, возникающие в связи с внедрением технологии улавливания на объекте, ставка налога на выбросы ПГ должна вырасти до уровня затрат на улавливание 1 т CO₂ (порядка 16 800 руб.), что не представляется возможным. Кроме того, в реальности налогом на выбросы ПГ облагаются не все выбросы объекта, а только объемы сверх квоты, определение которой проводится в индивидуальном порядке для каждого объекта определенной отрасли в конкретном регионе. В данном случае расчет проведен для всей массы выбросов CO₂, без учета действия квоты, и влияние данной меры в реальности будет еще менее существенным, точнее — ничтожно малым.

Дискуссия

По результатам исследования можно заключить, что решения УХУ — потенциально жизнеспособное направление снижения выбросов ПГ в промышленности, однако текущий уровень затрат существенно превышает потенциальные выгоды, что является основным фактором, сдерживающим масштабирование УХУ в мире и развитие таких проектов в России.

Проведенные исследования и расчеты показали, что уровень затрат на улавливание углекислого газа на Апатитской ТЭЦ очень высок — может составлять около 16 775 руб. за 1 т CO₂. Затраты на улавливание углекислого газа на конкретном источнике выбросов зависят от ряда факторов, прежде всего от источника CO₂ и метода его отделения от потока отходящих газов³⁰, мощности объекта. Уровень затрат также определяется региональными условиями (стоимостью угля и электричества в регионе). В случае Апатитской ТЭЦ небольшая мощность объекта наряду с общими значительными капитальными затратами и высоким энергопотреблением установок данного типа привели к достаточно высокому уровню затрат на улавливание. В этом контексте относительно низких цен на электричество и уголь в регионе недостаточно для того, чтобы затраты на улавливание были приемлемыми. В настоящее время снижение таких затрат, прежде всего за счет развития соответствующих технологий и решений, является одним из определяющих условий появления таких проектов в промышленном секторе России, в том числе в Арктике.

Проведенная в исследовании оценка возможного влияния предлагаемых мер государственного регулирования и поддержки на стоимостные показатели проекта показала, что налог на выбросы ПГ при реалистичных для условий России ставках не может послужить действенной мерой стимулирования развития таких технологий и проектов, так как ставка налога на выбросы ПГ и уровень затрат на улавливание не сопоставимы — 1000 против 16 775 руб. за 1 т CO₂. Применение механизма «контракты на разницу», рассмотренного в исследовании, требует расходов государства в размере 7,9 млрд руб. в год только для одной ТЭЦ. Согласно укрупненным расчетам автора, в случае внедрения технологии улавливания на всех угольных электростанциях России необходимый объем субсидирования может составить до 600 млрд руб., что определяет стоимость сокращения 1 т выбросов ПГ для государства в размере 3 430 руб. только на данном этапе. Полученное абсолютное значение необходимых объемов субсидирования является крайне высоким и, для сравнения, составляет порядка 10 % всех затрат на социальную политику в России³¹.

В целом внедрение технологии улавливания на рассмотренном объекте представляет собой модернизацию традиционной угольной электростанции для предотвращения попадания в атмосферу ПГ, образованных при сжигании угля. Самые известные уже упомянутые угольные электростанции, адаптировавшие УХУ, — Boundary Dam в Канаде и Petra Nova в США. За последние три года два подобных проекта были запущены в Китае. Один из них — на электростанции China National Energy Taizhou, где в 2023 г. была введена установка улавливания мощностью до 500 тыс. т CO₂ в год. На сегодня это крупнейшая в Азии и третья по величине в мире (после двух упомянутых выше) установка улавливания в угольной энергетике. Последняя по праву считается одним из перспективных секторов для реализации таких проектов, так как отказ от угля в мировом масштабе практически невозможен, а внедрение технологий улавливания CO₂ позволяет в определенной степени реализовывать так называемые «чистые угольные технологии» [6], способствующие как сохранению энергетической безопасности и устойчивости энергетических систем, так и соответствию низкоуглеродной повестке.

³⁰ Обзор технологий улавливания, использования и хранения углекислого газа (CCUS) // UNECE. 2021. URL: https://unece.org/sites/default/files/2021-02/CCUS%20brochure_RU_final.pdf (дата обращения: 11.05.2024).

³¹ Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов // Министерство финансов Российской Федерации. 2022. URL: https://minfin.gov.ru/common/upload/library/2022/11/main/BG_2023.pdf?ysclid=m6a8zcvdvg639441840 (дата обращения: 10.10.2024).

ПРОБЛЕМЫ ИЗМЕНЕНИЯ КЛИМАТА В АРКТИКЕ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

Заключение

Данная статья определяет круг проблем и перспектив реализации проектов улавливания и хранения углерода как активно обсуждаемой, перспективной, но дорогой опции декарбонизации промышленности. В работе представлена оценка общих предпосылок для развития технологий и реализации таких проектов в России, а также, учитывая весомую роль угля в энергобалансе страны и необходимость реализации особых подходов к снижению выбросов ПГ в Арктике, содержит уточненные результаты стоимостной оценки реализации проекта улавливания углекислого газа на угольной электростанции в АЗРФ (на примере Апатитской ТЭЦ). Статья впервые представляет перечень возможных вариантов обеспечения экономической жизнеспособности проектов улавливания углекислого газа в России с оценкой влияния наиболее реалистичных к применению общих и специфических мер государственного регулирования и поддержки на стоимостные показатели такого проекта в Арктике.

В сложившейся ситуации важно понимать, какие направления снижения выбросов ПГ являются наиболее реалистичными и целесообразными для конкретных отраслей, предприятий и ситуаций, какие проекты в каждом конкретном случае можно отнести к приоритетным проектам декарбонизации [14]. Любое направление декарбонизации имеет свои особенности, возможности и существенные ограничения, и данные вопросы следует рассматривать системно, оценивая направления декарбонизации как обособленно, так и применительно к конкретным секторам и объектам, а также в сравнении с другими возможными вариантами снижения выбросов ПГ. Например, важным вопросом при развитии возобновляемой энергетики представляется необходимость обеспечения данного направления достаточным объемом редкоземельных металлов. Этот процесс может быть связан как с рядом возможностей, так и с рядом серьезных ограничений, в том числе в части сопутствующих экологических и социальных рисков [15], что должно учитываться при оценке различных опций декарбонизации на разных уровнях.

Основными группами мер, которые следует развивать для начала реализации цепочек УХУ в промышленном секторе России, являются меры, направленные на создание и развитие нормативной базы, обеспечивающей правовую основу реализации технологий, а также меры по снижению затрат и поддержке доходной части проектов. Проведенные в исследовании расчеты показали, что для развития проектов улавливания действенными могут стать именно специфические меры (в данном случае «контракты на разницу»), тогда как меры общего

характера (налог на выбросы ПГ) не могут существенно повлиять на стоимостные показатели проектов.

Внедрение технологий улавливания на угольных электростанциях актуально к применению в странах и регионах с высокой долей угля в генерации электроэнергии. Можно предположить, что постепенно доля таких проектов в общем объеме мощностей УХУ будет увеличиваться за счет внедрения технологий на объектах в странах, сохраняющих ориентацию на уголь как источник энергии, в том числе в России.

Перспективным направлением для рассмотренного в исследовании комплекса технологий является создание кластеров УХУ, который представляет собой географическую концентрацию предприятий, поставщиков и аффилированных организаций, связанных с определенной отраслью [16; 17], а в случае УХУ это предприятия, относящиеся ко всей производственной цепочке. Территории, где имеются высокая концентрация крупных промышленных предприятий-эмитентов и близлежащие мощности, которые могут быть задействованы для использования и хранения газа, считаются самыми подходящими местами для их создания [18]. Так, в Великобритании развитие УХУ сконцентрировано в шести промышленных кластерах [19]. В условиях России перспективными локациями для развития подобных форм могут выступить развитые нефтепромышленные регионы, например Волго-Уральская нефтегазоносная провинция. В целом новые организационно-управленческие модели объединения предприятий могут стать «окном возможностей» для развития данного направления, так как в современных условиях промышленным компаниям необходимо одновременно решать задачи по экономической выживаемости, технологической независимости и соблюдению принципов устойчивого, в том числе низкоуглеродного, развития [20].

Теоретическая значимость исследования состоит в развитии концептуальных представлений о возможностях и ограничениях внедрения технологий улавливания и хранения углерода в промышленности, а также в выявленных и обоснованных вариантах обеспечения экономической жизнеспособности проектов УХУ. Практическая значимость исследования определяется проведенными стоимостными оценками для условий российской Арктики, а также анализом влияния предложенных вариантов обеспечения экономической жизнеспособности на стоимостные показатели проекта и выработанными рекомендациями.

Перспективы будущих исследований связаны с проведением подобных стоимостных оценок для объектов, расположенных в других регионах

ПРОБЛЕМЫ ИЗМЕНЕНИЯ КЛИМАТА В АРКТИКЕ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

АЗРФ, с целью выявления влияния арктических условий на экономику проектов улавливания, а также с моделированием возможных технологических

цепочек и проведением стоимостной и экономической оценки реализации полного цикла УХУ в Арктике.

Список источников

1. Порфирьев Б. Н., Широков А. А. Стратегии социально-экономического развития с низким уровнем выбросов парниковых газов: сценарии и реалии для России // Вестник Российской академии наук. 2022. Т. 92, № 5. С. 415–423. DOI: 10.31857/S086958732205005X.
2. Макаров И. А. Сокращение выбросов парниковых газов и энергоэффективность Российской экономики // Бюллетень «На пути к устойчивому развитию России». 2014. № 68. С. 19–26.
3. Колпаков А. Ю. Энергоэффективность: роль в сдерживании выбросов углекислого газа и определяющие факторы // Проблемы прогнозирования. 2020. № 6. С. 141–153. DOI: 10.47711/0868-6351-183-141-153.
4. Никоноров С. М. Специфика современных социально-экономических процессов и экологических проблем регионов АЗРФ // Экономика Северо-Запада: проблемы и перспективы развития. 2023. № 4 (75). С. 20–25. DOI: 10.52897/2411-4588-2023-4-20-25.
5. Титова Н. Ю. Деятельность российских нефтегазовых компаний в Арктике: теория и практика резильентности в эпоху декарбонизации // Север и рынок: формирование экономического порядка. 2024. № 3. С. 149–168. doi:10.37614/2220-802X.3.2024.85.010.
6. Чанг Л., Пономаренко Т. В., Сидоров Д. В. Оценка чистых угольных технологий с применением технологии улавливания, утилизации и хранения углерода в угольной промышленности Китая // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2024. № 2. С. 105–128. DOI: 10.25018/0236_1493_2024_2_0_105.
7. Roussanaly S. Calculating CO2 avoidance costs of Carbon Capture and Storage from industry // Carbon Management. 2019. Vol. 10, Is. 1. P. 105–112. DOI: 10.1080/17583004.2018.1553435.
8. Tribe M. A., Alpine R. L. W. Scale economies and the «0.6 rule» // Engineering Costs and Production Economics. 1986. Vol. 10, Is. 4. P. 271–278. DOI: 10.1016/0167-188X(86)90053-4.
9. Cherepovitsyna A., Kuznetsova E., Popov A., Skobelev D. Carbon Capture and Utilization Projects Run by Oil and Gas Companies: A Case Study from Russia // Sustainability. 2024. 16: 6221. DOI: 10.3390/su16146221.
10. Скобелев Д. О., Череповицына А. А., Гусева Т. В. Технологии секвестрации углекислого газа: роль в достижении углеродной нейтральности и подходы к оценке затрат // Записки Горного института. 2023. Т. 259. С. 125–140. DOI: 10.31897/PMI.2023.10.
11. Kheirnik M., Ahmed S., Rahmanian N. Comparative techno-economic analysis of carbon capture processes: Pre-combustion, post-combustion, and oxy-fuel combustion operations // Sustainability. 2021. Vol. 13 (24): 13567. DOI: 10.3390/su132413567.
12. Росляков П. В., Скобелев Д. О., Доброхотова М. В., Гусева Т. В. Оценка показателей выбросов парниковых газов для угольных теплоэлектростанций в контексте развития углеродного регулирования в Российской Федерации // Уголь. 2023. № 9 (1171). DOI: 10.18796/0041-5790-2023-9-84-89.
13. Череповицына А. А. Улавливание и хранение углерода: меры государственного регулирования, мировой опыт и ситуация в России // Экономика устойчивого развития. 2024. Т. 1, № 57. С. 169–174.
14. Шевелева Н. А. Разработка и обоснование подхода к эколого-экономической оценке проектов декарбонизации нефтегазовой компании // Записки Горного института. 2024. Т. 270. С. 1038–1055.
15. Потравный И., Яшалова Н., Новиков А., Чжао Цз. Использование редкоземельных металлов в возобновляемой энергетике: возможности и риски // Экология и промышленность России. 2024. 28 (1). С. 11–15. <https://doi.org/10.18412/1816-0395-2024-1-11-15>.
16. Chain C. P., de Santos A. C., de Castro Júnior L. G., do Prado J. W. Bibliometric analysis of the quantitative methods applied to the measurement of industrial clusters // Journal of Economic Surveys. 2019. Vol. 33, Is. 1. P. 60–84. DOI: 10.1111/joes.12267.
17. Porter M. E., Kramer M. R. Creating shared value: How to reinvent capitalism — And unleash a wave of innovation and growth // Managing sustainable business: An executive education case and textbook. Dordrecht: Springer Netherlands, 2018. P. 323–346. DOI: 10.1007/978-94-024-1144-7_16.
18. Fernández-Canteli Álvarez P., García Crespo J., Martínez Orío R., Mediato Arribas J. F., Ramos A., Berrezueta E. Techno-economic evaluation of regional CCUS implementation: The STRATEGY CCUS project in the Ebro Basin (Spain) // Greenhouse Gases: Science and Technology. 2022. Vol. 13, Is. 2. P. 197–215. DOI: 10.1002/ghg.2193.
19. Bataille C. G. F. Physical and policy pathways to net-zero emissions industry // Wiley Interdisciplinary Reviews: Climate Change. 2020. Vol. 11, Is. 2. DOI: 10.1002/wcc.633.

20. Толстых Т. О., Шмелева Н. В., Гамидуллаева Л. А., Краснобаева В. С. Роль коллаборации в развитии интеграции промышленных предприятий // Модели, системы, сети в экономике, технике, природе и обществе. 2023. № 1. С. 5–36. doi:10.21685/2227-8486-2023-1-1.

References

1. Porfiriyev B. N., Shirov A. A. Strategii sotsial'no-ekonomicheskogo razvitiya s nizkim urovnem vybrosov parnikovyykh gazov: stsenarii i realii dlya Rossii [Strategies for socioeconomic development with low greenhouse gas emissions: Scenarios and realities for Russia]. *Vestnik Rossiyskoy akademii nauk* [Herald of the Russian Academy of Sciences], 2022, Vol. 92, No. 5, pp. 415–423. (In Russ.). DOI: 10.31857/S086958732205005X.
2. Makarov I. A. Sokrashchenie vybrosov parnikovyykh gazov i energoeffektivnost' Rossiyskoy ekonomiki [Reducing the greenhouse gas emissions and energy efficiency of the Russian economy]. *Byulleten' "Na puti k ustoychivomu razvitiyu Rossii"* [Bulletin "Towards a Sustainable Russia"], 2014, No. 68, pp. 19–26. (In Russ.).
3. Kolpakov A. Yu. Energoeffektivnost': rol' v sderzhivani vybrosov uglekislogo gaza i opredelyayushchie faktory [Energy efficiency: Its role in inhibiting carbon dioxide emissions and determining factors]. *Problemy prognozirovaniya*, [Studies on Russian Economic Development], 2020, No. 6, pp. 141–153. (In Russ.). DOI: 10.47711/0868-6351-183-141-153.
4. Nikonorov S. M. Spetsifika sovremennykh sotsial'no-ekonomicheskikh protsessov i ekologicheskikh problem regionov AZRF [Specificity of modern socio-economic processes and environmental problems of the regions of the AZRF]. *Ekonomika Severo-Zapada: problemy i perspektivy razvitiya* [Economy of the North-West: Problems and Prospects of Development], 2023, No. 4 (75), pp. 20–25. (In Russ.). DOI: 10.52897/2411-4588-2023-4-20-25.
5. Titova N. Yu. Deyatel'nost' rossiiskikh neftegazovykh kompanii v Arktike: teoriya i praktika rezil'entnosti v epokhu dekarbonizatsii [Russian oil and gas companies and their Arctic operations: The theory and practice of resilience in the decarbonization era]. *Sever i rynek: formirovanie ekonomicheskogo poriyadka* [The North and the Market: Forming the Economic Order], 2024, no. 3, pp. 149–168. (In Russ.). DOI: 10.37614/2220-802X.3.2024.85.010.
6. Zhang L., Ponomarenko T. V., Sidorov D. V. Otsenka chistykh ugol'nykh tekhnologii s primeneniem tekhnologii ulavlivaniya, utilizatsii i khraneniya ugleroda v ugol'noi promyshlennosti Kitaya [Clean coal technologies with carbon capture, utilization and storage in China's coal industry]. *Gornyy informatsionno-analiticheskiy byulleten'* [MIAB. Mining Informational and Analytical Bulletin], 2024, No. 2, pp. 105–128. (In Russ.). DOI: 10.25018/0236_1493_2024_2_0_105.
7. Roussanaly S. Calculating CO2 avoidance costs of Carbon Capture and Storage from industry. *Carbon Management*, 2019, Vol. 10, Issue 1, pp. 105–112. DOI: 10.1080/17583004.2018.1553435.
8. Tribe M. A., Alpine R. L. W. Scale economies and the "0.6 rule". *Engineering Costs and Production Economics*, 1986, Vol. 10, Issue 4, pp. 271–278. DOI: 10.1016/0167-188X(86)90053-4.
9. Cherepovitsyna A., Kuznetsova E., Popov A., Skobelev D. Carbon capture and utilization projects run by oil and gas Companies: A case study from Russia. *Sustainability*, 2024, Vol. 16, Article 6221. DOI: 10.3390/su16146221.
10. Skobelev D. O., Cherepovitsyna A. A., Guseva T. V. Tekhnologii sekvestratsii uglekislogo gaza: rol' v dostizhenii uglerodnoy neytral'nosti i podkhody k otsenke zatrat [Carbon capture and storage: Net zero contribution and cost estimation approaches]. *Zapiski Gornogo instituta* [Journal of Mining Institute], 2023, Vol. 259, pp. 125–140. (In Russ.). DOI: 10.31897/PMI.2023.10.
11. Kheirnik M., Ahmed S., Rahmanian N. Comparative techno-economic analysis of carbon capture processes: Pre-combustion, post-combustion, and oxy-fuel combustion operations. *Sustainability*, 2021, Vol. 13, No. 24, Article 13567. DOI: 10.3390/su132413567.
12. Roslyakov P. V., Skobelev D. O., Dobrokhotova M. V., Guseva T. V. Otsenka pokazatelei vybrosov parnikovyykh gazov dlya ugol'nykh teploelektrostantsii v kontekste razvitiya uglerodnogo regulirovaniya v Rossiiskoi Federatsii [Assessing greenhouse gas emissions for coal-fired power plants in the context of carbon regulation development in the Russian Federation]. *Ugol* [Russian Coal Journal], 2023, No. 9 (1171), pp. 84–89. (In Russ.). DOI: 10.18796/0041-5790-2023-9-84-89.
13. Cherepovitsyna A. A. Ulavlivanie i khranenie ugleroda: mery gosudarstvennogo regulirovaniya, mirovoi opyt i situatsiya v Rossii [Carbon capture and storage: State regulation, world experience and the situation in Russia]. *Ekonomika ustoychivogo razvitiya* [Economics of Sustainable Development], 2024, Vol. 1, No. 57, pp. 169–174. (In Russ.).
14. Sheveleva N. A. Razrabotka i obosnovanie podkhoda k ekologo-ekonomicheskoy otsenke proektov dekarbonizatsii neftegazovoi kompanii [Development and validation of an approach to the environmental and economic assessment of decarbonization projects in the oil and gas sector]. *Zapiski Gornogo instituta* [Journal of Mining Institute], 2024, Vol. 270, pp. 1038–1055. (In Russ.).

ПРОБЛЕМЫ ИЗМЕНЕНИЯ КЛИМАТА В АРКТИКЕ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

15. Potravny I., Yashalova N., Novikov A., Zhao J. Ispol'zovanie redkozemel'nykh metallov v vozobnovlyaemoi energetike: vozmozhnosti i riski [Use of rare earth metals in renewable energy: Opportunities and risks]. *Ekologiya i promyshlennost' Rossii* [Ecology and Industry of Russia], 2024, Vol. 28, No. 1, pp. 11–15. (In Russ.). DOI: 10.18412/1816-0395-2024-1-11-15.
16. Chain C. P., de Santos A. C., de Castro Júnior L. G., do Prado J. W. Bibliometric analysis of the quantitative methods applied to the measurement of industrial clusters. *Journal of Economic Surveys*, 2019, Vol. 33, Is. 1, pp. 60–84. DOI: 10.1111/joes.12267.
17. Porter M. E., Kramer M. R. Creating shared value: How to reinvent capitalism — And unleash a wave of innovation and growth. *Managing Sustainable Business: An Executive Education Case and Textbook*. Dordrecht, Springer Netherlands, 2018, pp. 323–346. DOI: 10.1007/978-94-024-1144-7_16.
18. Fernández-Canteli Álvarez P., García Crespo J., Martínez Orío R., Mediato Arribas J. F., Ramos A., Berrezueta E. Techno-economic evaluation of regional CCUS implementation: The STRATEGY CCUS project in the Ebro Basin (Spain). *Greenhouse Gases: Science and Technology*, 2022, Vol. 13, Is. 2, pp. 197–215. DOI: 10.1002/ghg.2193.
19. Bataille C. G. F. Physical and policy pathways to net-zero emissions industry. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Climate Change*, 2020, Vol. 11, Is. 2. DOI: 10.1002/wcc.633.
20. Tolstykh T. O., Shmeleva N. V., Gamidullaeva L. A., Krasnobaeva V. S. Rol' kollaboratsii v razvitii integratsii promyshlennykh predpriyatiy [The role of collaboration in the development of industrial enterprises integration]. *Modeli, sistemy, seti v ekonomike, tekhnike, prirode i obshchestve* [Models, Systems, Networks in Economics, Technology, Nature and Society], 2023, No. 1, pp. 5–36. (In Russ.). DOI: 10.21685/2227-8486-2023-1-1.

Об авторе:

А. А. Череповицына — канд. экон. наук, доц., заведующая лабораторией, старший научный сотрудник, Институт экономических проблем им. Г. П. Лузина Кольского научного центра; главный научный сотрудник, Научно-исследовательский институт «Центр экологической промышленной политики».

About the author:

A. A. Cherepovitsyna — PhD (Economics), Associate Professor, Head of Laboratory, Senior Researcher, Luzin Institute for Economic Studies of the Kola Science Centre of the Russian Academy of Sciences; Chief Researcher, Environmental Industrial Policy Center.

Статья поступила в редакцию 06 февраля 2025 года.

Статья принята к публикации 11 апреля 2025 года.

The article was submitted on February 6, 2025.

Accepted for publication on April 11, 2025.