

6. *Lysenko D. V.* Analysis of the efficiency of property use based on accounting / D. V. Lysenko, L. Akgyun // Bulletin of the Volgograd State University. Economy. — 2021. — Vol. 23, No. 1. — Pp. 168—180.
7. *Melnik M. V.* Analysis and control in a commercial organization : textbook / M. V. Melnik, V. V. Berdnikov. — Moscow : Eksmo, 2011. — 560 p.
8. *Melnik M. V.* Economic analysis in audit : a textbook / M. V. Melnik, V. G. Kogdenko. — Moscow : UNITY-DANA, 2007. — 543 p.
9. *Oiner O. K.* Evaluation of the results of marketing activities: from resource efficiency to integrated approaches / O. K. Oiner // Marketing in Russia and abroad. — 2008. — No. 1. — Pp. 3—13.
10. *Polishchuk O. A.* Analytical support of strategic management of the organization / O. A. Polishchuk, N. A. Gracheva. — Kursk : CJSC «University Book», 2019. — 137 p.
11. *Sorokina E. M.* Intangible assets: recognition, valuation, accounting and analysis / E. M. Sorokina, A. A. Fadeeva. — Irkutsk : Baikal State University, 2011. — 209 p.
12. *Selezneva N. N.* Analysis of the financial statements of the organization : a textbook / N. N. Selezneva, A. F. Ionova. — 3rd ed., reprint. and additional — Moscow : Unity-Dana, 2017. — 583 p.
13. *Sheremet A. D.* Methodology of financial analysis of the activities of commercial organizations: practice. the manual / A. D. Sheremet, E. V. Negashev. — Moscow : Infra-M, 2004. — 237 p.
14. Economic analysis of the assets of an organization : textbook / edited by Dr. D. A. Endovitsky, Professor of Economics. — Moscow : Eksmo, 2009. — 608 p.
15. <https://rosstat.gov.ru> // official website of the Federal State Statistics Service (Rosstat)

УДК: 388.1

УЛАВЛИВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ УГЛЕРОДА В АРКТИКЕ: ПОТЕНЦИАЛ РЕАЛИЗАЦИИ И ЭКОНОМИКА ПРОЕКТОВ (НА ПРИМЕРЕ МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ)

Коды JEL: L71, Q50

Дорожкина И. П., стажер-исследователь, Институт экономических проблем им. Г. П. Лузина Кольского научного центра Российской академии наук, г. Апатиты, Россия
E-mail: irinadorozhkina.99@gmail.com; SPIN-код: 6606-0028

Череповицына А. А., к. э. н., доцент; заведующая лабораторией, старший научный сотрудник, Институт экономических проблем им. Г. П. Лузина Кольского научного центра Российской академии наук, г. Апатиты, Россия; главный научный сотрудник, Научно-исследовательский институт «Центр экологической промышленной политики», г. Мытищи, Россия
E-mail: iljinovaaa@mail.ru; SPIN-код: 2296-2178

Поступила в редакцию 21.10.2024. Принята к публикации 05.11.2024

Аннотация

Актуальность. Арктическая зона Российской Федерации (АЗРФ) является значимым промышленным регионом для экономики страны. На сегодняшний день промышленный потенциал региона освоен не полностью, а планы по его развитию сопряжены с растущими рисками экологического характера. Одним из решений, направленных на снижение негативного влияния промышленных предприятий на окружающую среду в части выбросов парниковых газов (ПГ), выступает комплекс технологий улавливания и хранения углерода (УХУ) с возможностью захоронения CO₂ в нефтегазовых месторождениях. Так как арктический шельф насчитывает десятки месторождений, проекты УХУ потенциально могут быть реализованы с их включением в технологическую цепь.

Цель. Обоснование организационно-экономической модели реализации и экономическая оценка проекта УХУ на арктических территориях на примере Мурманской области.

Методология. Основными методами исследования выступили контент-анализ, а также общенаучные методы анализа и синтеза, декомпозиции и группировки. Для оценки экономической эффективности предлагаемого проекта УХУ применялся метод дисконтированных денежных потоков. При оценке капитальных и операционных затрат по проекту использованы элементы метода аналогии с опорой на открытые источники информации, а также закрытые данные российской нефтегазовой компании. С целью анализа рисков проекта применен метод анализа чувствительности.

Результаты и выводы. Проанализированы теоретические основы организационно-экономических моделей и форм технологических цепей УХУ. Проведена укрупненная оценка выбросов ПГ ключевых промышленных компаний Мурманской области, а также проанализированы возможности захоронения CO₂ на арктическом шельфе. Предложена и обоснована модель организации технологической цепи УХУ в Мурманской области с экономическим обоснованием проекта транспортировки и долгосрочного хранения CO₂ в нефтегазовых месторождениях. Проект является окупаемым при установлении определенного размера платы за транспортировку и хранение CO₂, а также представляется наиболее чувствительным к изменению ее величины. Обосновано, что реализация таких инициатив требует развитой институциональной среды в части соответствующих регуляторных и стимулирующих механизмов.

Область применения. Результаты исследования могут быть применены как на уровне частного бизнеса, так и на государственном при принятии решений о реализации различных моделей и организационных форм УХУ, в том числе в АЗРФ.

Ключевые слова: улавливание и хранение углерода (УХУ), модели реализации, Мурманская область, хранение CO₂, экономическая эффективность, выбросы парниковых газов (ПГ), промышленные предприятия, арктический шельф.

UDC: 388.1

CARBON CAPTURE AND STORAGE IN THE ARCTIC: THE POTENTIAL AND ECONOMICS OF PROJECTS (ON THE EXAMPLE OF THE MURMANSK REGION)

JEL Codes: L71, Q50

Dorozhkina I. P., Trainee researcher, Luzin Institute for Economic Studies — Subdivision of the Federal Research center, Kola Science Center of the Russian Academy of Sciences, Apatity, Russia
E-mail: irinadorozhkina.99@gmail.com, SPIN-code: 6606-0028

Cherepovitsyna A. A., PhD (Econ.), Head of the Laboratory, Senior Researcher, Luzin Institute for Economic Studies — Subdivision of the Federal Research center, Kola Science Center of the Russian Academy of Sciences, Apatity, Russia; Chief Researcher, Research Institute “Center for Environmental Industry Policy”, Mytishchi, Russia

E-mail: iljinovaaa@mail.ru; SPIN-code: 2296-2178

Abstract

The relevance of the topic. *The Arctic zone of the Russian Federation is an important industrial region for the country's economy. Today the industrial potential of the region has not been fully developed, and plans for its development are associated with growing environmental risks. One of the solutions aimed at reducing the negative impact of industrial enterprises on the environment in terms of greenhouse gas (GHG) emissions is a complex of carbon capture and storage technologies (CCS) with the possibility of CO₂ storage in oil and gas fields. Since the Arctic shelf has dozens of deposits, CCS projects can potentially be implemented with their inclusion in the technological chain.*

Goal. *Substantiation of the organizational and economic model of the implementation and economic assessment of the CCS project in the Arctic territories on the example of the Murmansk region.*

Methodology. *The main research methods were content analysis, as well as general scientific methods of analysis and synthesis, decomposition and grouping. The discounted cash flow method was used to assess the economic efficiency of the proposed CCS project. When estimating capital and operating costs for the project, elements of the analogy method based on open sources of information, as well as closed data from a Russian oil and gas company, were used. In order to analyze the risks of the project, the sensitivity analysis method was applied.*

Results and conclusions. *The theoretical foundations of organizational and economic models and forms of CCS technological chains are analyzed. An integrated assessment of GHG emissions from key industrial companies in the Murmansk region was carried out, as well as the possibilities of CO₂ storage on the Arctic shelf were analyzed. A model of the organization of the CCS technological chain in the Murmansk region with an economic justification for the project of transportation and long-term storage of CO₂ in oil and gas fields is proposed and substantiated. The project pays off when setting a certain amount of payment for the transportation and storage of CO₂, and also seems to be the most sensitive to changes in its value. It is*

proved that the implementation of such initiatives requires a developed institutional environment in terms of appropriate regulatory and incentive mechanisms.

The scope of application. The results of the study can be applied both at the level of private business and at the state level when making decisions on the implementation of various models and organizational forms of CCS, including in the Russian Arctic.

Keywords: carbon capture and storage (CCS), implementation models, Murmansk region, CO₂ storage, economic efficiency, greenhouse gas (GHG) emissions, industrial enterprises, Arctic shelf.

DOI: 10.22394/1997-4469-2024-67-4-149-161

Введение

В Арктическую зону Российской Федерации (АЗРФ) входит 10 регионов, из которых полностью — Чукотский АО, Ямало-Ненецкий АО, Ненецкий АО и Мурманская область. В АЗРФ сосредоточены значительные запасы углеводородов, активно ведется их промышленная добыча. Так, около 17 % добываемой нефти и порядка 83 % газа в России приходится на Арктику [1]. Крупнейшие арктические месторождения находятся на суше и шельфе Ямало-Ненецкого и Ненецкого АО. Чукотский АО — один из главных поставщиков золота в стране. В Мурманской области сосредоточены крупные предприятия горно-металлургического и горно-химического комплекса, ведется разработка единственного на сегодняшний день месторождения редкоземельных металлов в России. АЗРФ в совокупности обеспечивает около 12—15 % ВВП страны [1], однако промышленный потенциал региона до сих пор не полностью освоен.

Интенсивное промышленное производство неизбежно сопровождается усилением негативного воздействия на окружающую среду. Добыча углеводородов и других полезных ископаемых, их переработка, производство электроэнергии из ископаемого топлива — в ходе этих и иных производственных процессов образуются выбросы парниковых газов (ПГ), в том числе CO₂, увеличение концентрации которых в атмосфере, согласно ряду исследований, является основной причиной глобального изменения климата [2].

Освоение арктических территорий — достаточно сложное и одновременно стратегически значимое направление экономического развития страны [3, 4], которое должно сопровождаться учетом специфических природных и климатических условий, геологических особенностей, инфраструктурных ограничений, высокого уровня экологических рисков [5]. Промышленная деятельность в Арктике осложняется высокой капиталоемкостью проектов, тяжелыми гидрометеорологическими условиями, наличием жестких экологических требований [6], и любая ее активизация связана с повышенным вниманием к арктическим экосистемам.

В современных условиях все больше внимания уделяется вопросам снижения выбро-

сов ПГ (вопросам декарбонизации) промышленных компаний, что может быть достигнуто посредством развития различных направлений [7]. Одной из мер декарбонизации является комплекс технологий по улавливанию и хранению углерода (УХУ). Суть решения заключается в улавливании углекислого газа (CO₂) на источнике выбросов для дальнейшего хранения и/или полезного использования (утилизации) [8]. Данное направление способно без существенных изменений в промышленных и энергетических процессах, в частности, таких как отказ от ископаемого топлива, сократить выбросы ПГ. В мире на сегодняшний день известно о 135 коммерческих проектах УХУ, функционирующих в различных отраслях, 41 из которых находится на операционной стадии [8]. Около 70 % всех коммерческих операционных проектов УХУ реализуется с закачкой углекислого газа в пласт с целью повышения нефтеотдачи (CO₂-EOR — enhanced oil recovery). Данный вариант утилизации CO₂ при текущем уровне развития технологий потенциально является единственным экономически жизнеспособным, так как реализация дополнительной нефти, полученной при закачке уловленного CO₂ в пласт, сопровождается получением дохода в виде прироста выручки. Однако высокие затраты на внедрение технологий, особенно на этапе улавливания, и организацию всей технологической цепи делают проекты CO₂-EOR экономически целесообразным только при наличии соответствующих мер государственного регулирования и в целом остаются одной из важнейших проблем экономического характера, препятствующих полномасштабному развитию технологий. Важно отметить, что действующие проекты УХУ в России отсутствуют, несмотря на значительные объемы выбросов ПГ и углеводородный потенциал недр.

Перспективы развития промышленного потенциала АЗРФ наравне с возрастающей потенциальной угрозой для уязвимых арктических экосистем становятся предпосылкой для реализации в регионе различных направлений снижения выбросов ПГ, в том числе проектов УХУ. Важно отметить, что существуют различные модели и формы организации технологических цепей улавливания и хранения углерода

[9], которые могут быть реализованы в разных регионах в зависимости от их промышленной специализации и других условий. Цель данного исследования заключается в обосновании организационно-экономической модели реализации и экономическая оценка проекта УХУ на арктических территориях на примере Мурманской области. Задачи: (1) анализ различных моделей и форм реализации УХУ; (2) оценка совокупных выбросов ПГ ключевых предприятий региона; (3) обзор возможностей захоронения CO_2 на арктическом шельфе; (4) концептуальное моделирование технологической цепи УХУ с обоснованием модели реализации и экономической оценкой предложенного проекта.

Методы и материалы

Исследование проведено на основе открытых источников информации с применением метода контент-анализа. Литературный обзор включает анализ научных статей по теме исследования, а также отчетов различных организаций, таких как Межправительственная группа экспертов по изменению климата — МГЭИК (Intergovernmental Panel on Climate Change — IPCC), Глобальный институт CCS (Global CCS Institute), Национальный нефтяной совет США (National Petroleum Council — NPC). При укрупнённой оценке выбросов промышленных компаний Мурманской области использованы статистические данные АО «Апатит», АО «Олкон», АО «Кольская ГМК» и других предприятий, раскрывающих информацию.

Метод концептуального моделирования применяется для выбора оптимальной модели реализации проекта УХУ в арктическом регионе на примере Мурманской области. С целью экономического обоснования предложенного проекта применяется метод дисконтированных денежных потоков (Discounted Cash Flow — DCF). При оценке капитальных и операционных затрат по проекту применяются элементы метода аналогии с использованием закрытых данных российской нефтегазовой компании. Для оценки рисков рассматриваемого проекта применяется метод анализа чувствительности. Для получения и интерпретации результатов используются общенаучные методы анализа и синтеза, декомпозиции и группировки, графический метод и метод составления аналитических таблиц.

Результаты

Теоретические основы организационно-экономических моделей и форм реализации УХУ

В общем случае технологические цепи УХУ включают 3 последовательных этапа: улавливание CO_2 на источнике выбросов; транспорт

CO_2 ; полезное использование CO_2 и/или его долгосрочное хранение. Проекты УХУ, реализуемые по модели полной технологической цепи (англ. full-chain model), характеризуются наличием одной компании-оператора, которая организует все три этапа [9]. Яркими примерами таких проектов являются зрелые проекты Snøvit и Sleipner в Норвегии, Gorgon в Австралии [9]. До недавнего времени именно данная модель реализации проектов УХУ оставалась наиболее распространенной благодаря привычному подходу к организации бизнес-процессов, высокой степени интеграции. Тем не менее, модель полной технологической цепи ограничивает возможности реализации и масштабирования технологий.

Сегодня появляются новые модели организации технологической цепи УХУ. Так, всю большую актуальность приобретает вариант отделения этапа улавливания от транспортировки и захоронения/утилизации CO_2 (англ. part-chain model). Модели с разделенными этапами технологической цепи при текущем уровне развития климатической политики обычно базируются на двух организационно-экономических механизмах, лежащих в их основе: (1) компании-эмитенты выполняют функции на этапе улавливания и «продают» улавливаемый CO_2 третьей стороне, которой, как сложилось исторически, обычно выступают нефтегазовые компании, для его дальнейшего использования в целях повышения нефтеотдачи [9]; (2) компании-операторы организуют этапы транспортировки и хранения CO_2 без интегрированного в технологическую цепь источника улавливания и предоставляют услуги по транспорту и хранению CO_2 компаниям-эмитентам или за определенную плату. В первом случае реализуется возможность получения эмитентом дохода от продажи низкоуглеродных продуктов (например, электроэнергии) или непосредственно CO_2 , что может, потенциально, покрыть его расходы на внедрение технологий улавливания, однако цена, устанавливаемая на CO_2 , может не соответствовать коммерческой логике. «Покупатель» CO_2 в этом случае получает возможность непосредственного участия в проектах по снижению выбросов ПГ. К примерам таких проектов можно отнести Boundary Dam CCS в Канаде, Coffeyville fertiliser plant в США [9]. Реализация второй формы сопряжена с идеей, что компании-эмитенты будут вынуждены декарбонизировать процессы, в том числе за счет улавливания CO_2 , а компании-операторы могут предоставить им соответствующие услуги по организации хранения газа. Ярким примером проекта транспортировки и хранения CO_2 является Equinor Northern Lights в Норвегии, с мощностью захоронения 1,5 млн т CO_2 в год [8].

В 2023 г. в мире насчитывался 101 проект транспортировки и захоронения CO₂ на операционной стадии и в разработке. Следует отметить, что реализация таких моделей требует определенного уровня развития институциональной среды с соответствующими стимулами для компаний-участников таких инициатив.

Помимо моделей, существуют и различные формы реализации технологических цепей УХУ и ее этапов. Например, промышленный кластер (англ. industrial cluster) является формой реализации этапа улавливания и характеризуется большим количеством источников улавливания (промышленных и энергетических компаний), расположенных на небольших расстояниях друг от друга. «По мере увеличения промышленных кластеров, инфраструктура транспортировки и хранения может также расширяться, и в географических районах, где наблюдается высокая концентрация как промышленных и энергетических объектов, так и близлежащих мощностей для хранения CO₂, создаются предпосылки для развития хабов» [10]. Хаб (англ. hub) — наиболее современная и, одновременно с тем, сложная форма организации технологических цепей УХУ, которая объ-

единяет промышленные кластеры и кластеры хранения CO₂ центральными пунктами сбора.

Сегодня новые модели УХУ с разделенными этапами технологической цепи расширяют возможности внедрения технологий и становятся предпосылкой для реализации таких проектов в различных регионах и на разных территориях, в том числе арктических. В следующих разделах представлены результаты анализа применимости тех или иных моделей и форм организации технологических цепей УХУ с ориентацией на возможности улавливания и захоронения CO₂ на территории Мурманской области как одного из ключевых промышленных регионов АЗРФ.

Выбросы ПГ ключевых промышленных предприятий Мурманской области

На территории Мурманской области сосредоточены различные промышленные предприятия, функционирующие в сфере добычи полезных ископаемых, металлургии, химического производства, электро- и теплогенерации. В табл. 1 представлена сводная информация о ключевых промышленных предприятиях региона.

Таблица 1

Ключевые промышленные предприятия Мурманской области

Предприятие	Расположение	Описание
Кировский филиал АО «Апатит» (ПАО «Фосагро»)	г. Кировск	Горно-обогатительный комбинат; ведется добыча апатит-нефелиновой руды, производство фосфатного сырья
АО «Кольская ГМК» (ПАО «ГМК «Норильский никель»)	г. Мончегорск, г. Заполярный, п. Никель	Ведется добыча сульфидных медно-никелевых руд и производство цветных металлов
АО «Олкон» (Оленегорский ГОК, ПАО «Северсталь»)	г. Оленегорск	Ведется разработка месторождений и производство железорудного концентрата
Мурманская ТЭЦ (ТГК-1)	г. Мурманск	Производство электро- и теплоэнергии; работает на угле и мазуте
Апатитская ТЭЦ (ТГК-1)	г. Апатиты	Производство электро- и теплоэнергии; работает на угле
Ковдорский ГОК (АО «МХК «ЕвроХим»)	г. Ковдор	Производство апатитового концентрата и бадделейта
Кандалакшский алюминиевый завод (Объединенная компания «РУСАЛ»)	г. Кандалакша	Ведется добыча и производство алюминия
ООО «Ловозерский ГОК» (Госкорпорация «Росатом»)	п. Ревда	Добыча лопарита и производство лопаритового концентрата

Примечание: Источник: составлено авторами на основе [11–18]

Согласно табл. 1, промышленность региона представлена рядом крупных компаний, деятельность которых связана с выбросами ПГ. Однако, унифицированные данные по выбросам не раскрываются компаниями, в этой связи проведен анализ тех данных, которые есть в открытом доступе.

Так, одним из крупнейших промышленных предприятий в Мурманской области является филиал АО «Апатит» в г. Кировск. По данным отчета ПАО «Фосагро» об экологии, в 2022 г. суммарные прямые выбросы (область охвата 1) промышленных объектов филиала составили 690,9 тыс. т CO₂-экв., косвенных (область охвата 2) — 588 тыс. т [11]. Суммарные выбросы ПГ

ООО «Ловозерский ГОК», осуществляющего добычу РЗМ и производство лопаритового концентрата, согласно отчету «Росатом», составили около 29,9 тыс. т в 2022 г. (области охвата 1 и 2) [15]. Выбросы ПГ двух ТЭЦ в регионе — Мурманской и Апатитской — можно оценить по удельному показателю эмиссии. Согласно [13], в 2022 г. он составил 267,9 т CO_2 -экв./млн Квт·ч, следовательно, учитывая данные о выработке электроэнергии, суммарные годовые выбросы обеих ТЭЦ только от производства электроэнергии могут составить более 120 тыс. т CO_2 -экв. Согласно отчету об устойчивом развитии ПАО «ГМК «Норильский никель», представленном в Мурманской области Кольским дивизионом, в частности Кольской ГМК, суммарные выбросы ПГ компании (область охвата 1 и 2) в 2022 г. составили 7,7 млн т CO_2 -экв. [16]. По данным о производственной мощности Кольской ГМК, а также об углеродном следе продукции компании, можно оценить ее выбросы в размере около 1 млн т CO_2 -экв. [17]. АО «Олкон», в свою очередь, является одним из предприятий ПАО «Северсталь». Суммарные выбросы ПГ компании (область охвата 1 и 2) в 2022 г. составили 27,1 млн т CO_2 -экв., из которых 24 млн т пришлось на Череповецкий металлургический комбинат [18]. Остальная часть выбросов образована Оленегорским ГОКом, Ижорским трубным заводом, АО «Карельский окатыш» и другими предприятиями.

Таким образом, суммарные выбросы ключевых промышленных предприятий Мурманской области, согласно проведенному анализу, в 2022 г. превысили 1 млн т с учетом данных, которые раскрывают компании. Одним из крупнейших эмитентов в регионе является Кировский филиал АО «Апатит», осуществляющий разработку шести месторождений и переработку апатит-нефелиновой руды на двух обогатительных фабриках.

Существенный объем образующихся выбросов ПГ промышленных предприятий Мурманской области является предпосылкой для развития в регионе кластера улавливания. Как было указано ранее, кластеры улавливания могут расширяться, как и транспортная и инфраструктура захоронения, и, как следствие, появляются предпосылки для развития хабов, которые объединяют промышленные кластеры и кластеры хранения CO_2 центральными пунктами сбора. В Мурманской области таким пунктом может выступить г. Мурманск по причине удобного географического расположения. Так, удаленность города от промышленных объектов — потенциальных источников улавливания, не превышает 300 км. Помимо прочего, Мурманск имеет выход к Баренцеву, Печорскому и Карскому морям, на шельфе которых со-

средоточены арктические нефтегазовые месторождения — потенциальные источники хранения/утилизации уловленного CO_2 .

Возможности захоронения углекислого газа на арктическом шельфе

Вопрос организации геологического хранения CO_2 в России до сих пор остается неизученным — предпринимаются лишь первые шаги в данном направлении. Так, в 2023 г. Федеральным агентством по недропользованию был принят проект «Методических рекомендаций по обоснованию пригодности участков недр для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых, с целью размещения углекислого газа», где указаны основные критерии и общие требования к выбору участков недр для размещения CO_2 .

На сегодняшний день в мировой практике известно о следующих способах организации этапа хранения CO_2 : хранение в глубоководных соляных и в истощенных нефтегазовых месторождениях. В России наиболее перспективным вариантом захоронения CO_2 является второй — в истощенных нефтегазовых месторождениях. Как следствие, потенциальными территориями для организации данного этапа УХУ в России могут стать области нефтегазоносных провинций, в частности Западно-Сибирская, Волго-Уральская, Тимано-Печорская, Северо-Кавказская [19, 20]. Вероятно, что истощенные нефтегазовые месторождения на суше станут первыми потенциальными резервуарами хранения углекислого газа, однако в перспективе арктический шельф может также рассматриваться как потенциальная локация для захоронения, что подтверждает ряд исследований в этой области с ориентацией на накопленный в мире опыт (например, проекты в Норвегии) [8, 21]. С учетом отсутствия информации о возможностях захоронения CO_2 в резервуарах шельфа Арктики, авторы провели анализ месторождений, которые могут быть запущены в эксплуатацию в обозримом будущем.

Арктический шельф насчитывает 26 открытых месторождений углеводородов [22], но добыча на сегодняшний день ведется только на одном из них — Приразломном в Печорском море. Запасы месторождения оцениваются в 70 млн т нефти, а в 2023 г. накопленная добыча с начала разработки превысила 25 млн т [23]. Ожидается, что Мурманский порт, расположенный в самом начале Северного морского пути, станет перспективным транспортным узлом, который свяжет шельфовые месторождения, в том числе Приразломное, с мировыми рынками сбыта [6].

Другими перспективным объектом для ввода в эксплуатацию является Штокмановское газоконденсатное месторождение в Баренцевом

море, находящимся примерно в 600 км от г. Мурманск [6]. Запасы месторождения оцениваются в 3,8 трлн куб. м природного газа и 53,4 млн т газового конденсата, а мощность проекта разработки оценивается в 70 млрд куб. м газа в год [24]. На данный момент ввод месторождения в эксплуатацию отложен.

Открытые в 1980-х гг. месторождения Мурманское и Северо-Кильдинское в Баренцевом море наиболее приближены к инфраструктуре г. Мурманск — расстояние не превышает 350 км. Помимо прочего, оба месторождения находятся в части моря, которая практически не замерзает, что позволяет вести их разработку относительно традиционными методами круглогодично, однако данные объекты до сих пор не введены в эксплуатацию [25]. Запасы Мурманского месторождения оцениваются в 120 млрд куб. м природного газа, а Северо-Кильдинского — 20 млрд куб. м, что делает его самым маленьким по величине запасов на арктическом шельфе [26].

Темпы развития технологий разработки шельфовых месторождений сегодня замедляются по ряду причин, среди которых усиление

санкционного давления, высокий уровень импортозависимости, недостаточный объем инвестиций в исследования и геологоразведку и др. В условиях ограниченности бюджета инвесторы отдают предпочтение проектам с низким уровнем риска. Тем не менее, истощение традиционных запасов разрабатываемых месторождений, падение темпов извлечения нефти, необходимость совершенствования методов увеличения нефтеотдачи, по мнению ряда экспертов и авторов, побудит нефтегазовые компании вернуться к вопросу вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов и шельфа [27, 28].

Арктический шельф потенциально может стать местом геологического хранения углерода при условии активизации процессов освоения месторождений в перспективе. Как отмечалось, один из распространенных методов хранения CO_2 предполагает его захоронение в отработанных залежах нефти и газа. На рис. 1 представлены результаты укрупненной оценки вместимости хранилищ шельфовых месторождений, наиболее приближенных к г. Мурманск — Штокмановского, Мурманского и Северо-Кильдинского.

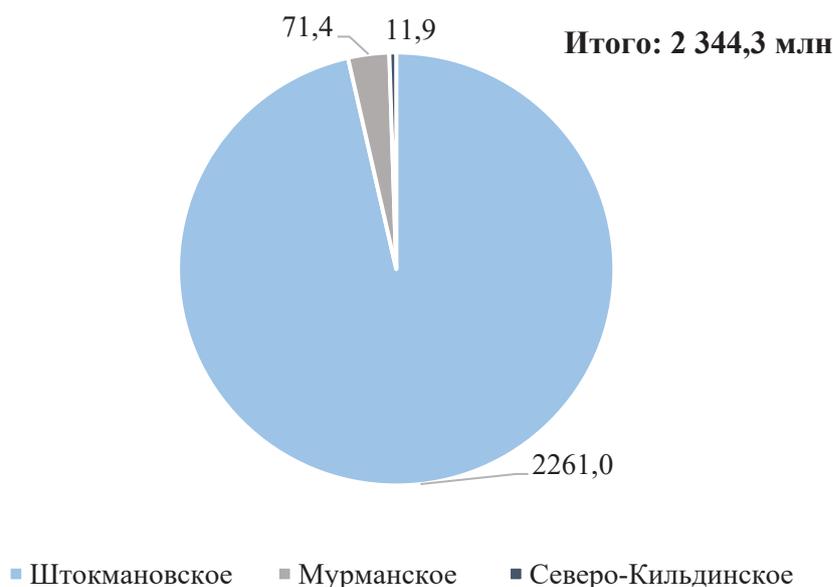


Рис. 1. Потенциал вместимости хранилищ шельфовых месторождений Штокмановское, Мурманское и Северо-Кильдинское, млн т CO_2 .
Источник: составлено авторами

Оценка потенциала вместимости хранилищ рассматриваемых шельфовых месторождений проведена с учетом информации о геологических запасах месторождений и потенциала закачки CO_2 с поправкой на возможную степень выработанности с учетом среднестатистических данных по России. Согласно оценке, хранилища указанных месторождений могут вместить около 2,3 млрд т CO_2 . Потенциал хранения толь-

ко Мурманского и Северо-Кильдинского месторождений, находящихся в пределах 350 км от города, составит порядка 83,3 млн т CO_2 . При условии включения разрабатываемого Приразломного месторождения в кластер хранения в Баренцевом море потребуются значительные инвестиции для организации транспортной инфраструктуры в силу большой удаленности от предполагаемого пункта сбора в г. Мурманск,

однако, в данном случае можно рассмотреть вариант применения технологии CO₂-EOR. В то же время, такой проект усложняет организационно-экономические отношения между ключевыми участниками технологической цепи, которые должны выстраиваться индивидуально.

В целом, при выборе потенциальных объектов для захоронения CO₂ ключевым фактором выступает логистическая доступность. Капитальные затраты на сооружение трубопроводов могут достигать 1/3 от всех затрат на реализацию проекта УХУ с полной технологической цепью. Величина затрат зависит, в первую очередь, от протяженности трубопровода, его мощности, типа (морской/на суше).

Обоснование и оценка организационно-экономической модели реализации проекта УХУ на территории Мурманской области

С учетом проведенного анализа можно сделать вывод о том, что оптимальным вариантом модели реализации комплекса УХУ в Мурманской области может стать технологическая цепь с отделением этапа улавливания от транспортировки и захоронения CO₂ (долгосрочное геологическое хранение в отработанных месторождениях). Согласно принятому предположению,

каждый из двух этапов реализуется в виде самостоятельного проекта. На этапе улавливания возможна организация как промышленного кластера, так и реализация отдельных единичных проектов для каждого объекта улавливания, согласно табл. 1.

Предполагается, что второй этап технологической цепи реализуется в форме независимого проекта, оператором которого выступает компания, предоставляющая эмитентам услуги по транспортировке и долгосрочному хранению CO₂. В качестве потенциальных хранилищ в рамках исследования выбраны месторождения Мурманское и Северо-Кильдинское, находящиеся в пределах 350 км от г. Мурманск — предполагаемого пункта сбора, связующего источники выбросов и места захоронения CO₂. По мере заполнения хранилищ, возможно включение Штокмановского газоконденсатного месторождения в транспортную инфраструктуру. Резерв мощности трубопровода определен по величине суммарных выбросов промышленных предприятий Мурманской области (порядка 1 млн т/год).

В табл. 2 представлена информация о капитальных и операционных затратах по проекту, а также других экономических параметрах.

Таблица 2

Основные экономические параметры проекта

Параметр	Значение
Капитальные затраты, млн руб.	1й год — 6383,4 2й год — 1595,8 Итого: 7979,2
Операционные затраты, млн руб./год	1221,2
Амортизация, млн руб./год	174,7
Плата за транспортировку и хранение CO ₂ , руб./т	2540
Налог на прибыль, %	20
Ставка дисконтирования, %	10
Срок реализации проекта, лет	30
Курс доллара, руб.	84,66

Примечание: Источник: составлено авторами

Согласно табл. 2, капитальные затраты на реализацию проекта составляют почти 8 млрд руб., в том числе затраты на:

- строительство трубопровода от пункта сбора до места захоронения (с учетом протяженности — 350 км, диаметра — 80 см, мощности — 1 млн т CO₂/год);

- строительство 3 трубопроводов от пункта сбора до потенциальных эмитентов (удельная стоимость составляет 50 % от стоимости строительства магистрального трубопровода за 1 км);

- обустройство мест захоронения;

- сооружение энергетических объектов и газокomppressorной станции;

- сооружение прочей инфраструктуры;

- резерв (10 % от суммы капитальных затрат).

Операционные затраты по проекту в год составляют 10 % от капитальных затрат [29], а также затраты на мониторинг закачиваемого CO₂ в пласт (в размере 5 долл./т) [19].

Плата компании-оператору за транспортировку и хранение CO₂ принята в размере 30 долл./т и переведена в рубли с учетом курса доллара на 2023 г. (2540 руб./т).

Основываясь на данных табл. 2, получена модель дисконтированных денежных потоков по проекту (рис. 2).

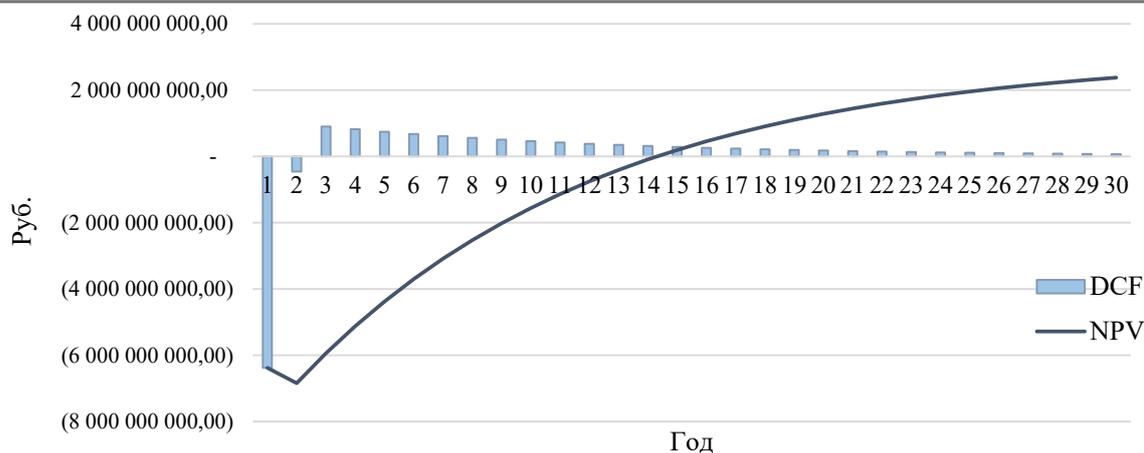


Рис. 2. Дисконтированные денежные потоки проекта.
Источник: составлено авторами

Согласно проведенной экономической оценке, за 30 лет проекта накопленный чистый дисконтированный доход компании-оператора (NPV) составит 2,4 млрд руб. Важно отметить, что доход компании, предоставляющей услуги по транспортировке и закачке CO₂ в пласт,

зависит от устанавливаемой ей платы. С целью анализа рисков, авторы провели анализ чувствительности проекта к изменению размера платы за транспортировку и хранение CO₂, а также капитальных и операционных затрат (рис. 3).

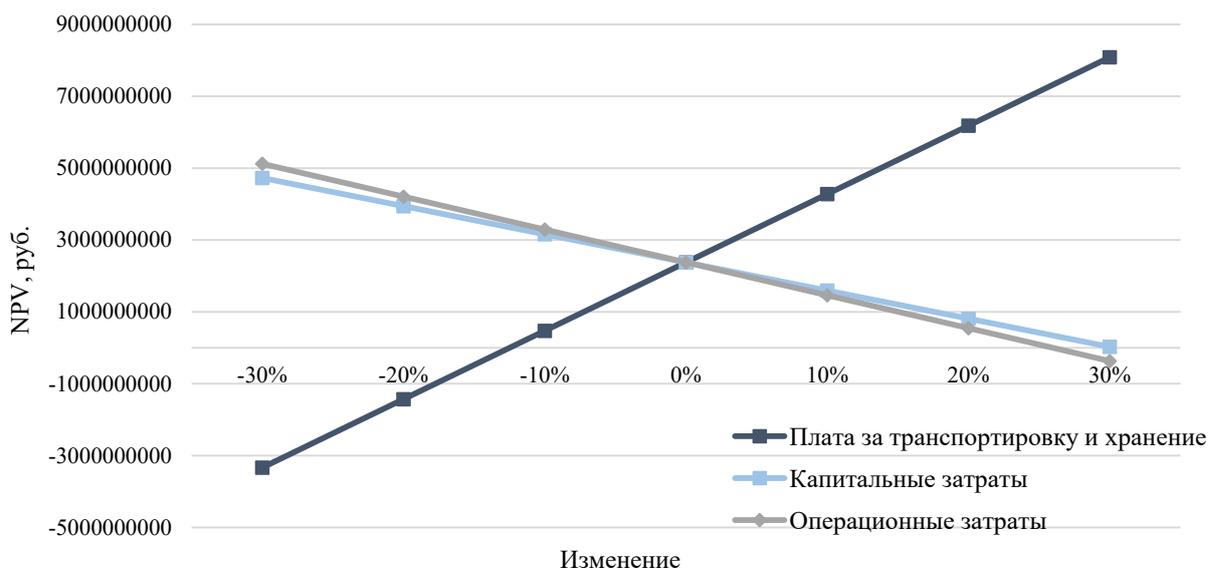


Рис. 3. Анализ чувствительности проекта
Источник: составлено авторами

Согласно рис. 3, проект наиболее чувствителен к изменению размера платы за транспортировку и хранение CO₂. Предельный минимальный размер платы, при которой проект еще остается экономически эффективным (NPV ≥ 0), согласно расчетам, составляет 2223 руб./т CO₂.

Обсуждение и заключение

Проведенное исследование основано на открытых источниках информации в части анализа моделей и форм реализации технологических цепочек УХУ, выбросов промышленных

предприятий Мурманской области. В силу того, что не все компании раскрывают данные о выбросах ПГ на каждом промышленном объекте, и в России на данный момент отсутствуют соответствующие регулирующие инструменты, унифицирующие их учет, определение совокупных антропогенных выбросов в регионе проведено укрупненно для тех предприятий, где это представлялось возможным. Согласно полученным результатам, выбросы ПГ в Мурманской области могут превышать 1 млн т CO₂-экв. В таком случае, чтобы уловить такой объем CO₂, суммар-

ные капитальные затраты, основываясь на открытых данных об удельных капитальных затратах на улавливание (долл./т CO₂) [30], могут составить в совокупности от 65 до 120 млн долл. В случае наличия системы торговли выбросами, которая действует, например, в Европе, Китае, эмитент сможет «продать» CO₂ по рыночной цене. Одновременно с тем, опираясь на данные об удельных затратах эмитента на улавливание, появляется возможность оценить диапазон потенциально устанавливаемых цен на углерод. Так, величина затрат на улавливание может меняться в зависимости от отраслевого адаптера технологий. Одной из наиболее «дорогих» отраслей является энергетическая (в том числе угольные и газовые электростанции) — здесь только удельные капитальные затраты на улавливание CO₂ могут превышать 150 долл./т.

Как отмечалось ранее, высокие затраты на улавливание CO₂ являются основной причиной экономического характера, препятствующей развитию проектов УХУ. Авторы допускают, что в текущих условиях для предприятий-эмитентов невыгодна реализация таких капиталоемких технологий, и особенно — передача сервисным компаниям уловленного CO₂ для дальнейшего захоронения/утилизации за плату. Чтобы приблизить реализацию проектов улавливания и хранения углерода к действительности, необходимы соответствующие институциональные условия, в частности, механизмы регулирования и поддержки низкоуглеродной деятельности. Так, в случае наличия инструментов прямого государственного финансирования проектов транспортировки и хранения CO₂, которые, например, обеспечивают 50 % от суммы капитальных затрат, минимальная плата за транспортировку и хранение CO₂ в рассматриваемом проекте снизится с 2223 руб./т до 1700 руб./т — на 30 %. Для сравнения, в рамках эксперимента на о. Сахалин по квотированию выбросов, размер налога на выбросы ПГ составляет 1000 руб. за каждую тонну CO₂, превысившую квоту [31]. В целом, развитие углеродного регулирования, включая систему санкций и рыночный компонент, рассматривается как один из важнейших инструментов стимулирования развития низкоуглеродных проектов, в том числе УХУ.

В работе рассмотрен вариант захоронения уловленного CO₂ в резервуарах арктического шельфа, в частности, в месторождениях Мурманское, Северо-Кильдинское, Штокмановское. Данный вариант организации этапа хранения возможен только в том случае, если месторождения будут запущены в разработку. По мере истощения, данные месторождения смогут обеспечить определенный потенциал хранения CO₂, однако для реализации таких технологий необходимо располагать соответствующей информацией, в частно-

сти о геологических возможностях долгосрочного безопасного хранения газа в данных резервуарах. На данный момент подобные исследования отсутствуют в научно-практической литературе, однако в рамках работы авторы допускают, что в перспективе вышеуказанные месторождения перейдут в эксплуатационную стадию и станут потенциальными локациями для хранения CO₂.

Информация о конфликте интересов

Мы, авторы данной статьи, со всей ответственностью заявляем о частичном и полном отсутствии фактического или потенциального конфликта интересов с какой бы то ни было третьей стороной, который может возникнуть вследствие публикации данной статьи.

ЛИТЕРАТУРА

1. Инвестиционный портал Арктической зоны России [Электронный ресурс]. — URL: <https://arctic-russia.ru/about/> (дата обращения: 10.07.2024).
2. Wilberforce T. Outlook of carbon capture technology and challenges / T. Wilberforce, A. Baroutaji, B. Soudan, A. H. Al-Alami, A. G. Olabi // *Science of The Total Environment*. — 2019. — Vol. 657. — Pp. 56—72. — DOI: 10.1016/j.scitotenv.2018.11.424.
3. Dmitrieva D. Sustainable Development of Oil and Gas Potential of the Arctic and Its Shelf Zone: The Role of Innovations / D. Dmitrieva, N. Romasheva // *Journal of Marine Science and Engineering*. — 2020. — Vol. 8(12): 1003. — DOI: 10.3390/jmse8121003.
4. Спиридонов А. А. Стратегические приоритеты промышленного обеспечения энергетических проектов в Арктике / А. А. Спиридонов, М. Л. Фадеева, Т. О. Толстых // *Экономика промышленности*. — 2024. — № 17 (1). — С. 86—97. — DOI: 10.17073/2072-1633-2024-1-1261.
5. Solovyova V. Prospective industrial complexes in the Russian Arctic: focus on rare-earth metals / V. Solovyova, A. Cherepovitsyna // *E3S Web of Conferences*. — 2023. — Vol. 378. — Pp. 06005. — DOI: 10.1051/e3sconf/202337806005.
6. Фадеев А. М. Промышленный потенциал Мурманской области в освоении углеводородных ресурсов арктического шельфа [Электронный ресурс] / А. М. Фадеев, А. Е. Череповицын, Ф. Д. Ларичкин // *Региональная экономика и управление : электронный научный журнал*. — 2010. — № 1 (21). — URL: <https://eee-region.ru/article/2102/> (дата обращения: 04.06.2024).
7. IPCC, 2014: *Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* // [Электронный ресурс]. — URL: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/SYR_AR5_FINAL_full.pdf (дата обращения: 10.08.2024).

8. Global Status of CCS 2023. Global CCS Institute [Электронный ресурс]. — URL: <https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/global-status-of-ccs-2023-executive-summary/> (дата обращения: 10.08.2024).
9. CCUS Policies and Business Models. IEA [Электронный ресурс]. — URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/d0cb5c89-3bd4-4efd-8ef5-57dc327a02d6/CCUSPoliciesandBusinessModels.pdf> (дата обращения: 10.08.2024).
10. Дорожка И. П. Комплекс технологий улавливания, хранения и использования CO₂: теория и практика организационных форм реализации / И. П. Дорожка, А. А. Череповицына // Модели, системы, сети в экономике, технике, природе и обществе. — 2023. — № 3 (47). — С. 38—52. — DOI: 10.21685/2227-8486-2023-3-3.
11. Отчет об экологии ПАО «Фосагро» [Электронный ресурс]. — URL: https://ar2022.phosagro.ru/pdf/ar/ru/operational-performance_environmental-review.pdf (дата обращения: 14.09.2024).
12. За годы своей работы Кольская ГМК снизила выбросы в 40 раз [Электронный ресурс]. — URL: <https://kn51.ru/2023/11/09/za-gody-svoej-raboty-kolskaya-gmk-snizila-vybrosty-v-40-raz/> (дата обращения: 14.09.2024).
13. Отчет об устойчивом развитии 2022. ТГК-1 [Электронный ресурс]. — URL: https://www.tgcl.ru/fileadmin/ir/Reports/Operations/2023/___%D0%A2%D0%93%D0%9A_1_SR_2022_SMART_All_01_01_31_08_2023_compressed__2_.pdf (дата обращения: 17.09.2024).
14. Апатитская ТЭЦ [Электронный ресурс]. — URL: <https://www.tgcl.ru/production/complex/kolsky-branch/apatitskaya-chpp/> (дата обращения: 17.09.2024).
15. Отчёт по экологической безопасности ООО «Ловозерский горнообогатительный комбинат» за 2023 год [Электронный ресурс]. — URL: <https://rosatom.ru/upload/iblock/356/3560921f8444d84af61d99ccd6fef5fe.pdf> (дата обращения: 17.09.2024).
16. Отчет об устойчивом развитии ПАО «ГМК «Норильский никель» 2023 [Электронный ресурс]. — URL: https://sr2023.nornickel.ru/download/full-reports/csr_ru_annual-report_pages_nornickel_2023.pdf (дата обращения: 20.09.2024).
17. Кольский дивизион [Электронный ресурс]. — URL: <https://nornickel.ru/business/assets/kola-division-russia/> (дата обращения: 20.09.2024).
18. Выбросы парниковых газов ПАО «Северсталь» [Электронный ресурс]. — URL: <https://severstal.com/rus/sustainable-development/greenhouse-gas-emissions/> (дата обращения: 20.09.2024).
19. CCUS: монетизация выбросов CO₂. VYGON Consulting 2021 [Электронный ресурс]. — URL: https://vygon.consulting/upload/iblock/967/jzgy572b7ome167wi4dbao9fnsqsfj13/vygon_consulting_CCUS.pdf (дата обращения: 01.10.2024).
20. Новиков Д. А. Региональный прогноз перспектив захоронения углекислого газа на территории Российской Федерации / Д. А. Новиков, Ф. Ф. Дульцев, И. И. Юрчик, Я. В. Садыкова, А. С. Деркачев, А. В. Черных, А. А. Максимова, С. В. Головин, Н. Г. Главнов, Е. А. Жуковская // Нефтяное хозяйство. — 2022. — № 3. — С. 36—42. — DOI: 10.24887/0028-2448-2022-3-36-42.
21. Учёные оценивают перспективы хранения CO₂ в Арктике [Электронный ресурс]. — URL: <https://onznnews.wdcb.ru/arktika/uchjonye-otsenivayut-perspektivy-khraneniya-so2-v-arktike.html> (дата обращения: 02.10.2024).
22. В условиях вечной мерзлоты: как добывают нефть и газ в Арктике [Электронный ресурс]. — URL:
23. Приразломное месторождение [Электронный ресурс]. — URL: <https://www.gazprom.ru/projects/prirazlomnoye/> (дата обращения: 02.10.2024).
24. Железная дорога «Обская — Бованенково» [Электронный ресурс]. — URL: <https://www.gazprom.ru/projects/obskaya-bovanenkovo/> (дата обращения: 02.10.2024).
25. Кульпин Д. Л. К вопросу об освоении Мурманского газового месторождения / Д. Л. Кульпин, Ч. С. Гусейнов, С. С. Блох // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. — 2019. — № 2. — С. 45—48.
26. Новиков Ю. Н. Особенности оценки месторождений углеводородного сырья Арктического шельфа России и их переоценки в соответствии с новой классификацией запасов [Электронный ресурс] / Ю. Н. Новиков, С. В. Гажула // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2008. — № 3. — URL: https://www.ngtp.ru/rub/6/13_2008.pdf (дата обращения: 05.10.2024).
27. Zhdaneev O. V. Technological and institutional priorities of the oil and gas complex of the Russian Federation in the term of the world energy transition / O. V. Zhdaneev, K. N. Frolov // International Journal of Hydrogen Energy. — 2024. — Vol. 58. — Pp. 1418—1428. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.01.285.
28. Tsiglianu P. Conceptual Management Framework for Oil and Gas Engineering Project Implementation / P. Tsiglianu, N. Romasheva, A. Nenko // Resources. — 2023. — Vol. 12: 64. — DOI: 10.3390/resources12060064.
29. Череповицына А. А. Проекты улавливания, хранения и использования CO₂ и их экономическая целесообразность / А. А. Череповицына, А. Е. Череповицын, Е. А. Кузнецова // Журнал «ЭКО». — 2024. — № 54 (1). — С. 117—131. — DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2024-1-117-131.
30. Meeting the Dual Challenge. A Roadmap to At-Scale Deployment of Carbon Capture, Use, and Storage. NPC. 2019 [Электронный ресурс]. —

URL: <https://dualchallenge.npc.org/> (дата обращения: 07.10.2024).

31. 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 [Электронный ресурс]. — URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202208190038> (дата обращения: 07.10.2024).

LITERATURE

1. Investment portal of the Arctic zone of Russia [Electronic resource]. — URL: <https://arctic-russia.ru/about/> (accessed: 10.07.2024).
2. Wilberforce T. Outlook of carbon capture technology and challenges / T. Wilberforce, A. Baroutaji, B. Soudan, A. H. Al-Alami, A. G. Olabi // *Science of The Total Environment*. — 2019. — Vol. 657. — Pp. 56—72. — DOI: 10.1016/j.scitotenv.2018.11.424.
3. Dmitrieva D. Sustainable Development of Oil and Gas Potential of the Arctic and Its Shelf Zone: The Role of Innovations / D. Dmitrieva, N. Romasheva // *Journal of Marine Science and Engineering*. — 2020. — Vol. 8 (12): 1003. — DOI: 10.3390/jmse8121003.
4. Spiridonov A. A. Strategic priorities of industrial support of energy projects in the Arctic / A. A. Spiridonov, M. L. Fadeeva, T. O. Tolstykh // *Russian Journal of Industrial Economics*. — 2024. — № 17 (1). — Pp. 86—97. — DOI: 10.17073/2072-1633-2024-1-1261
5. Solovyova V. Prospective industrial complexes in the Russian Arctic: focus on rare-earth metals / V. Solovyova, A. Cherepovitsyna // *E3S Web of Conferences*. — 2023. — Vol. 378. — Pp. 06005. — DOI: 10.1051/e3sconf/202337806005.
6. Fadeev A. M. The industrial potential of the Murmansk region in the development of hydrocarbon resources in the Arctic shelf [Electronic resource] / A. M. Fadeev, A. E. Cherepovitsyn, F. D. Larichkin // *Regional economics and management: electronic scientific journal*. — 2010. — № 1 (21). — URL: <https://eee-region.ru/article/2102/> (accessed: 04.06.2024).
7. IPCC, 2014: Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Electronic resource]. — URL: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/SYR_AR5_FINAL_full.pdf (accessed: 10.08.2024).
8. Global Status of CCS 2023. Global CCS Institute [Electronic resource]. — URL: <https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/global-status-of-ccs-2023-executive-summary/> (accessed 10.08.2024).
9. CCUS Policies and Business Models. IEA [Electronic resource]. — URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/d0cb5c89-3bd4-4efd-8ef5-57dc327a02d6/CCUSPoliciesandBusinessModels.pdf> (accessed: 10.08.2024).
10. Dorozhkina I. P. Complex of technologies for carbon capture, utilization and storage: theory and practice of organizational forms of implementation / I. P. Dorozhkina, A. A. Cherepovitsyna // *Models, systems, networks in economics, technology, nature and society*. — 2023. — № 3 (47). — Pp. 38—52. — DOI: 10.21685/2227-8486-2023-3-3.
11. Report on the ecology of PJSC Phosagro [Electronic resource]. — URL: <https://ar2022.phosagro.ru/pdf/ar/ru/operational-performance-environmental-review.pdf> (accessed: 14.09.2024).
12. Over the years of its operation, the Kola MMC has reduced emissions by 40 times [Electronic resource]. — URL: <https://kn51.ru/2023/11/09/zagody-svoej-raboty-kolskaya-gmk-snizila-vybrosy-v-40-raz/> (accessed: 14.09.2024).
13. Sustainable Development Report 2022. TGC-1 [Electronic resource]. — URL: https://www.tgc1.ru/fileadmin/ir/Reports/Operations/2023/___%D0%A2%D0%93%D0%9A_1_SR_2022_SMART_All_01_01_31_08_2023_compressed__2_.pdf (accessed: 17.09.2024).
14. Apatitskaya CHP [Electronic resource]. — URL: <https://www.tgc1.ru/production/complex/kolsky-branch/apatitskaya-chpp/> (accessed: 17.09.2024).
15. Report on environmental safety of Lovozersky Mining and Processing Plant LLC for 2023 [Electronic resource]. — URL: <https://rosatom.ru/upload/iblock/356/3560921f8444d84af61d99ccd6fef5fe.pdf> (accessed: 17.09.2024).
16. Report on the sustainable development of PJSC MMC Norilsk Nickel 2023 [Electronic resource]. — URL: https://sr2023.nornickel.ru/download/full-reports/csr_ru_annual-report_pages-nornickel_2023.pdf (accessed: 20.09.2024).
17. Kola division [Electronic resource]. — URL: <https://nornickel.ru/business/assets/kola-division-russia/> (accessed: 20.09.2024).
18. Greenhouse gas emissions of PJSC Severstal [Electronic resource]. — URL: <https://severstal.com/rus/sustainable-development/greenhouse-gas-emissions/> (accessed: 20.09.2024).
19. CCUS: monetization of CO₂ emissions. VYGON Consulting 2021 [Electronic resource]. — URL: https://vygon.consulting/upload/iblock/967/jzgy572b7ome167wi4dbao9fnsqsfj13/vygon_consulting_CCUS.pdf (accessed: 01.10.2024).
20. Novikov D. A. Regional forecast of the outlooks for underground disposal of carbon dioxide at the territory of the Russian Federation / D. A. Novikov, F. F. Dultsev, I. I. Yurchik, Ya. V. Sadykova, A. S. Derkachev, A. V. Chernykh, A. A. Maksimova, S. V. Golovin, N. G. Glavnov, E. A. Zhukovskaya // *Oil Industry Journal*. — 2022. — No. 3. — pp. 36—42. — DOI: 10.24887/0028-2448-2022-3-36-42.
21. Scientists assess the prospects for CO₂ storage in the Arctic [Electronic resource]. —

URL: <https://onznews.wdcb.ru/arktika/uchjonye-otsenivayut-perspektivy-khraneniya-so2-v-arktike.html> (accessed: 02.10.2024).

22. In permafrost conditions: how oil and gas are extracted in the Arctic [Electronic resource]. — URL: [https://arctic-russia.ru/article/v-usloviyakh-vechnoy-merzloty-kak-dobyvayut-neft-i-gaz-v-arktike/#:~:text="](https://arctic-russia.ru/article/v-usloviyakh-vechnoy-merzloty-kak-dobyvayut-neft-i-gaz-v-arktike/#:~:text=) (accessed: 02.10.2024).

23. Prirazlomnoye deposit [Electronic resource]. — URL: <https://www.gazprom.ru/projects/prirazlomnoye/> (accessed: 02.10.2024).

24. The railway «Obskaya — Bovanenkovo» [Electronic resource]. — URL: <https://www.gazprom.ru/projects/obskaya-bovanenkovo/> (accessed: 02.10.2024).

25. *Kulpin D. L.* On the issue of the development of the Murmansk gas field / D. L. Kulpin, Ch. S. Huseynov, S. S. Bloch // Bulletin of the Association of drilling Contractors. — 2019. — No. 2. — Pp. 45—48.

26. *Novikov Y. N.* Features of the assessment of hydrocarbon deposits of the Arctic shelf of Russia and their revaluation in accordance with the new classification of reserves [Electronic resource] / Yu. N. Novikov, S. V. Gazhula // Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika. — 2008. — No. 3. — URL: https://www.ngtp.ru/rub/6/13_2008.pdf (accessed: 05.10.2024).

27. *Zhdaneev O. V.* Technological and institutional priorities of the oil and gas complex of the Rus-

sian Federation in the term of the world energy transition / O. V. Zhdaneev, K. N. Frolov // International Journal of Hydrogen Energy. — 2024. — Vol. 58. — Pp. 1418—1428. — DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.01.285.

28. *Tsiglianu P.* Conceptual Management Framework for Oil and Gas Engineering Project Implementation / P. Tsiglianu, N. Romasheva, A. Nenko // Resources. — 2023. — Vol. 12: 64. — DOI: 10.3390/resources12060064.

29. *Cherepovitsyna A. A.* CO₂ Capture, Storage and Utilization Projects: Their Economic Viability / A. A. Cherepovitsyna, A. E. Cherepovitsyn, E. A. Kuznetsova // ECO. — 2024. — № 54 (1). — Pp. 117—131. — DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2024-1-117-131.

30. Meeting the Dual Challenge. A Roadmap to At-Scale Deployment of Carbon Capture, Use, and Storage. NPC. 2019 [Electronic resource]. — URL: <https://dualchallenge.npc.org/> (accessed: 07.10.2024).

31. On the rate of payment for exceeding the quota of greenhouse gas emissions as part of an experiment to limit greenhouse gas emissions in the Sakhalin Region : Decree of the Government of the Russian Federation No. 1441 dated 18.08.2022 [Electronic resource]. — URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202208190038> (accessed: 07.10.2024).

УДК 930.24

ТРАНСФОРМАЦИЯ ИДЕОЛОГИЧЕСКОГО ДИСКУРСА В ГОДЫ ВЕЛИКОЙ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ВОЙНЫ (1941—1945 ГГ.) (НА ПРИМЕРАХ РЕГИОНОВ РОССИИ)

Коды JEL: N14, N34, N44

Савушкин Л. М., доктор исторических наук, профессор, профессор кафедры гуманитарных и социально-экономических дисциплин, Российский государственный университет правосудия, Центральный филиал, г. Воронеж, Россия

E-mail: savushkin.leonid@mail.ru; SPIN-код: 5796-6962

Остапенко В. С., доктор педагогических наук, профессор, профессор кафедры гуманитарных и социально-экономических дисциплин, Российский государственный университет правосудия, Центральный филиал, г. Воронеж, Россия

E-mail: ostapenco-vl@yandex.ru; SPIN-код: 1617-8896

Первушина В. Н., доктор философских наук, профессор, профессор кафедры гуманитарных и социально-экономических дисциплин, Российский государственный университет правосудия, Центральный филиал, г. Воронеж, Россия

E-mail: veravalen47@yandex.ru; SPIN-код: 9153-9811

Поступила в редакцию 06.11.2024. Принята к публикации 27.11.2024

Аннотация

Актуальность темы. В условиях военного противоборства Запада и России еще более возрастает роль идеологического фактора и определение его центральной, осевой линии. Это обстоятельство послужило необходимым условием для анализа идеологической работы на разных этапах Великой Отечественной войны. При этом главным условием перестройки народного сознания явилась необхо-