

МОСКОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
имени М. В. Ломоносова

На правах рукописи

Череповицына Алина Александровна

**Декарбонизация промышленных систем:
экономика улавливания и хранения углекислого газа**

5.2.3. Региональная и отраслевая экономика
(экономика природопользования и землеустройства)

А В Т О Р Е Ф Е Р А Т
диссертации на соискание ученой степени
доктора экономических наук

Москва – 2025

Диссертация подготовлена в ФГБУН ФИЦ «Кольский научный центр Российской академии наук», Институте экономических проблем имени Г. П. Лузина – обособленном подразделении и в ФГАУ «Научно-исследовательский институт «Центр экологической промышленной политики».

Научный консультант

- Скобелев Дмитрий Олегович,
доктор экономических наук

Официальные оппоненты

- Петров Иван Васильевич,
доктор экономических наук, профессор,
*Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего
образования «Финансовый университет при
Правительстве Российской Федерации»,
факультет экономики и бизнеса, кафедра
логистики, заведующий кафедрой*
- Плотников Владимир Александрович,
доктор экономических наук, профессор,
*Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего
образования «Санкт-Петербургский
государственный экономический университет»,
факультет экономики и финансов, кафедра
общей экономической теории и истории
экономической мысли, профессор*
- Яшалова Наталья Николаевна,
доктор экономических наук, доцент, *Федеральное
государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования «Череповецкий
государственный университет», кафедра
экономики и управления, заведующая кафедрой*

Защита диссертации состоится 24 декабря 2025 г. в 14 часов 00 минут на заседании диссертационного совета МГУ.052.4 Московского государственного университета имени М. В. Ломоносова по адресу: 119991, г. Москва, Ленинские горы, МГУ, строение 46, экономический факультет, аудитория П-4.

E-mail: MGU.08.05@yandex.ru

С диссертацией можно ознакомиться в отделе диссертаций научной библиотеки МГУ им. М. В. Ломоносова (Ломоносовский просп., д. 27) и на портале: <https://dissovet.msu.ru/dissertation/3567>.

Автореферат диссертации разослан « » октября 2025 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета МГУ.052.4
доктор экономических наук

О. В. Кудрявцева

I. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования

Проблема глобального изменения климата становится все более актуальной и требует принятия комплекса мер по ее решению. В сложившихся условиях энергетика и промышленность, ответственные за существенную часть выбросов парниковых газов (ПГ) (порядка 32 % для электричества и тепла и 7 % для промышленных процессов по миру соответственно)¹, сталкиваются с новыми вызовами. Компании все больше смещают свой фокус в сторону устойчивого развития, а также движения к углеродной нейтральности и декарбонизации деятельности в условиях усиливающихся трендов экологизации экономики, что требует существенных изменений на стратегическом и операционных уровнях.

В науке и практике рассматриваются разные направления декарбонизации глобальной и российской промышленности, включая энергетику. На мировом уровне особая роль в снижении выбросов ПГ отводится внедрению возобновляемых источников энергии (ВИЭ), мерам повышения энергоэффективности, ускорению электрификации и сокращению выбросов метана при использовании ископаемого топлива². В России признается, что в контексте климатической проблемы принципиальное значение для развития экономики имеют вопросы ее энергоэффективности^{3,4}, однако ограниченный потенциал повышения последней предопределяет в ближайшем будущем необходимость ориентации и на другие направления, такие как переход на неископаемые виды топлива и сырья, биомассу и водород, а также внедрение технологий улавливания, хранения и использования углекислого газа (CO₂) (далее – улавливание и хранение углерода, УХУ; англ. CCUS – Carbon Capture, Utilization and Storage). Самыми «дешевыми» мерами снижения выбросов ПГ в России могут оказаться проекты в области сохранения и повышения поглощающей способности лесов и в сфере жилищно-коммунального хозяйства, а также снижение фугитивных выбросов, а самыми «дорогими» – реализация проектов в области управления отходами и внедрение технологий УХУ⁵. Вместе с тем, последние рассматриваются как обязательные составляющие декарбонизации энергетики, традиционных и новых отраслей

¹ World Greenhouse Gas Emissions in 2020 // World Resource Institute. – 2020. – URL: <https://files.wri.org/d8/s3fs-public/2023-10/ghg-emissions-2020.png> (дата обращения: 14.03.2024 г.).

² World Energy Outlook 2023. Executive Summary // IEA. – 2023. – 353 p. – URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/86ede39e-4436-42d7-ba2a-edf61467e070/WorldEnergyOutlook2023.pdf> (дата обращения: 01.08.2024 г.).

³ Об утверждении Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г.: Распоряжение Правительства Российской Федерации от 29.10.2021 г. № 3052-р // Собрание законодательства Российской Федерации. – 08.11.2021 г.

⁴ 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.

⁵ Проект Стратегии низкоуглеродного развития и позиция России к 26-й сессии Конференции сторон Рамочной конвенции ООН об изменении климата в Глазго // Министерство экономики развития Российской Федерации. – 2021. – 22 с.

промышленности во всех сценариях, что в последние годы побудило рост активности в области УХУ по всему миру.

Улавливание и хранение углерода относят к обособленной группе опций декарбонизации, так как они направлены на предотвращение поступления уже образовавшегося CO₂ в атмосферу. Данный факт является критическим и позволяет при использовании таких технологий двигаться к углеродной нейтральности постепенно, без радикальных изменений в промышленных и энергетических процессах. В общем случае технологическая цепочка УХУ включает в себя три последовательных этапа: 1) улавливание CO₂ на источнике выбросов; 2) транспортировка CO₂ одним из известных способов; 3) полезное использование (утилизация) и / или закачка газа с целью долгосрочного хранения под землей. С учетом того, что наибольшая доля выбросов ПГ в мире приходится на объекты энергетики и промышленности, на этапе улавливания именно им отводится ключевая роль. На текущем уровне развития технологий самым распространенным вариантом транспортировки углекислого газа является трубопровод, а преобладающим вариантом использования – его закачка в пласты на месторождениях для повышения нефтеотдачи (CO₂-EOR, англ. Enhanced Oil Recovery).

В последние годы интерес к инициативам по улавливанию и хранению углерода значительно вырос. Технологии и решения, используемые на разных этапах, совершенствуются, формы организации и бизнес-модели реализации технологических цепочек развиваются, а с 2020 г. среднегодовой темп роста мощностей коммерческих проектов УХУ в мире на разных стадиях стабильно превышает 50 %⁶. Однако суммарный объем действующих мощностей невелик (порядка 40–50 Мт CO₂ в год⁷), а в России такие проекты отсутствуют. Вместе с тем, улавливание и хранение углерода рассматривается как одно из значимых направлений в рамках Стратегии социально-экономического развития РФ с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г.⁸, что подтверждает признание данного комплекса технологий на государственном уровне и перспективность его развития в России.

На сегодня существует целый спектр факторов, сдерживающих развитие и масштабирование УХУ. Так, данные технологии не являются зрелыми по всему спектру решений, высока их энергоемкость, а реализация всей технологической цепочки, особенно этапа улавливания, связана с высокими финансовыми затратами. Проекты УХУ по своей

⁶ CCS Facilities Database // Global CCS institute. – 2023. – URL: <https://co2re.co/FacilityData> (дата обращения: 17.04.2024 г.).

⁷ Там же.

⁸ Об утверждении Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г.: Распоряжение Правительства Российской Федерации от 29.10.2021 г. № 3052-р // Собрание законодательства Российской Федерации. – 08.11.2021 г.

сугубо лишь косвенно связаны с получением дохода, а в ряде случаев, когда предусмотрено только геологическое хранение CO₂, он отсутствует. Потенциальные доходы от повышения нефтеотдачи, как показывает мировой опыт, лишь частично могут компенсировать затраты на функционирование всей цепочки, а текущих мер государственного регулирования в большей части стран недостаточно для развития проектов на коммерческой основе. Законодательная база по долгосрочному хранению CO₂ под землей в большинстве стран только зарождается, а решения по улавливанию требуют совершенствования для достижения приемлемого уровня затрат и использования технологии в промышленных масштабах. Все это сдерживает развитие УХУ по всему миру, в том числе и в России.

С учетом ведущей роли ископаемого топлива в экономике России, традиционного характера всей энергетической системы и промышленных мощностей необходимо создать условия для разумной, плавной декарбонизации и принятия взвешенных решений с фокусом на национальные интересы. Поэтому наиболее вероятным сценарием декарбонизации является ориентация на технологии, способные достигать сокращения выбросов ПГ без существенной перестройки действующих промышленных и энергетических систем. Все это определяет необходимость совершенствования концептуальных и методических основ планирования деятельности по снижению выбросов ПГ с фокусом на реализацию проектов улавливания и хранения углерода в реальном секторе экономики России, оценку экономической жизнеспособности таких инициатив и разработку соответствующих рекомендаций. Это позволит повысить степень готовности промышленного сектора России к сокращению выбросов ПГ и реализации его вклада в решение климатических задач.

Отметим, что решения по улавливанию и хранению углерода могут сократить выбросы в энергоемких отраслях промышленности, где отказаться от их образования практически невозможно, а сократить иными способами – трудно. Развитие УХУ может внести существенный вклад в продолжение эксплуатации действующих мощностей, позволяя избежать преждевременного вывода ценных активов. Кроме того, УХУ являются частью комплекса решений, направленных на ограничение роста концентрации CO₂ в атмосфере через проекты в области биоэнергетики с улавливанием и хранением углерода (англ. BECCS – Bioenergy with Carbon Capture and Storage) или прямого улавливания CO₂ из атмосферы (англ. DAC – Direct Air Capturing), что в будущем позволит прийти к углеродно-отрицательным моделям. Данные факты определяют актуальность темы исследования.

В качестве фокуса данной работы принят комплекс решений по улавливанию и хранению углерода, «работающий» с техногенными выбросами CO₂.

Степень разработанности проблемы

Теоретическим и методологическим вопросам экономики устойчивого развития, «зеленой» экономики посвящено множество работ зарубежных авторов, а также российских ученых, среди которых можно отметить таких как Бобылев С. Н., Иванова М. В., Крюков В. А., Кудрявцева О. В., Макаров И. А., Маликова О. И., Мешалкин В. П., Папенов К. В., Плотников В. А., Скобелев Д. О., Скуфынина Т. П., Соловьева С. В., Толстых Т. О., Федосеев С. В., Хачатуров Т. С., Ховавко И. Ю. и др.

Отдельные аспекты экономики низкоуглеродного развития, декарбонизации промышленности нашли широкое отражение в работах зарубежных ученых, а также российских исследователей и экспертов, таких как Башмаков И. А., Ильинский А. А., Колпаков А. Ю., Лебедев О. В., Митрова Т. А., Никоноров С. М., Пахомова Н. В., Порфириев Б. Н., Сафонов Г. В., Череповицын А. Е., Ширев А. А., Юлкин М. А. и др. Учеными исследованы экономические аспекты климатических изменений в России (например, работы Порфириева Б. Н., Колпакова А. Ю., Макарова И. А.), существенные вопросы декарбонизации российской промышленности и регионов (например, труды Башмакова И. А., Юлкина М. А.), особенности реализации «зеленого» энергоперехода в России (например, труды Пахомовой Н. В.), а также ряд частных вопросов, таких как формирование углеродного регулирования (например, работы Львой Н. А.) и др. Вместе с тем, научные проблемы и практические аспекты экономики технологий улавливания и хранения углерода в промышленности исследовались, в большей степени, зарубежными учеными, такими как Budinis S., Consoli C., Kearns D., Koetsoumpa E., Krevor S., Liu H., Ozkan M., Rubin E. и др. Можно выделить отдельные работы российских исследователей по общим организационно-экономическим вопросам реализации технологий УХУ (Осипцов А. А., Гайда И. В.), эколого-экономической оценке технологий захоронения углекислого газа (Потравный И. М., Яшалова Н. Н., Ильинский А. А.), экономике «чистых» угольных технологий с применением УХУ (Пономаренко Т. В.), развитию нормативно-правового регулирования в области улавливания и хранения углерода (Ромашева Н. В.), общественной эффективности и восприятия УХУ (Васильев Ю. Н.) и др.

В то же время целый комплекс вопросов по организационно-экономическому обоснованию планирования и реализации проектов УХУ в промышленности остается недостаточно исследованным, особенно в условиях России. 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 совершенствование подходов к декарбонизации промышленности с развитием представлений о возможностях

и ограничениях внедрения улавливания и хранения углерода в промышленном секторе России.

Цель и задачи исследования

Цель исследования заключается в совершенствовании подходов к планированию деятельности по снижению выбросов ПГ с организационно-экономическим обоснованием проектов улавливания и хранения углерода в промышленном секторе России.

Для достижения поставленной цели были сформулированы и решены следующие **задачи:**

- 1) уточнить понятие декарбонизации и другую терминологию в области снижения выбросов ПГ на уровне промышленной системы;
- 2) определить концептуальные основы низкоуглеродной трансформации промышленных компаний (на примере нефтегазовых) в условиях необходимости декарбонизации;
- 3) предложить систематизацию доступных опций декарбонизации нефтегазового бизнеса с уточнением роли УХУ и оценкой возможностей участия компаний в таких проектах;
- 4) обобщить имеющийся теоретический материал и практический опыт реализации комплекса технологий УХУ в мире, выявить ключевые факторы формирования затрат и условия экономической жизнеспособности проектов;
- 5) исследовать природу формирования, функционирования и развития во времени технологических цепочек улавливания и хранения углерода в отраслях-адаптерах технологий;
- 6) оценить перспективы реализации проектов УХУ в России, в том числе в части предпосылок, условий и необходимых компонентов будущего развития;
- 7) смоделировать наиболее вероятные варианты внедрения технологических цепочек УХУ в России, провести стоимостную и экономическую оценку реализации таких проектов;
- 8) разработать рекомендации по совершенствованию государственной климатической и экологической промышленной политики, оценить влияние предложенных мер государственного регулирования на экономику проектов УХУ.

Предмет и объект исследования

Объект исследования – декарбонизация промышленных систем.

Предмет исследования – экономические и управленические отношения, возникающие в результате деятельности по снижению выбросов ПГ в атмосферу в рамках проблемы климатических изменений в части реализации технологий улавливания и хранения СО₂.

Теоретическая, методологическая и информационная база исследования

Теоретической базой исследования послужили концепции и положения, изложенные в трудах российских и зарубежных ученых в области устойчивого развития, низкоуглеродного развития, экономики изменения климата, декарбонизации, стратегического управления.

Методологическая основа исследования базируется на применении различных научных подходов, таких как системный, комплексный, динамический, ситуационный, а также набора научных методов, таких как анализ и синтез, обобщение и группировка, типология и декомпозиция, систематизация, экспертные оценки, статистические методы, методы прогнозирования, концептуального моделирования и экономической оценки. На разных этапах исследования применялись специализированные подходы к оценке затрат на УХУ, методы экономической оценки эффективности инвестиций, сценарный подход, методы оценки рисков. В работе использованы информационно-аналитические и поисковые системы, специализированные базы данных.

Информационную базу исследования составили аналитические материалы, фундаментальные и прикладные исследования, статистические данные, базы данных, стандарты различных международных и российских организаций, таких как Глобальный институт CCS (Global CCS Institute), Международное энергетическое агентство (МЭА) (International Energy Agency, IEA), Межправительственная группа экспертов по изменению климата (МГЭИК) (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC), Институт мировых ресурсов (World Resources Institute, WRI), Институт энергетического перехода Керни (Kearney Energy Transition Institute), VYGON Consulting, Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН, Сколково, Аналитический центр при Правительстве РФ и др.; соглашения, являющиеся правовой основой международного взаимодействия по вопросам изменения климата (Киотский протокол (1997 г.), Парижское соглашение по климату (2015 г.) и др.); данные открытой отчетности российских и зарубежных нефтегазовых компаний (годовые отчеты (Annual Reports), отчеты об устойчивом развитии (Sustainability Reports), экологические отчеты, справочники ESG-данных, а также специализированные отчеты по климату – Energy Transition Report, Climate Risk Resilience, Climate Report и др.); официальные сайты и данные по объектам генерирующих компаний России; официальные данные Федеральной службы государственной статистики; нормативные и правовые документы органов государственной власти РФ и зарубежных стран по стратегическим и частным вопросам в области низкоуглеродного развития, сокращения выбросов ПГ, реализации УХУ; научные статьи в профильных периодических изданиях.

Научная новизна результатов исследования

- 1) Уточнено понятие декарбонизации в части его сущности и мер реализации; уточнена сущность и предложено распределение по иерархии таких терминов, как направление, группы опций, опции и технологии декарбонизации в рамках планирования деятельности по снижению выбросов ПГ на уровне промышленной системы;
- 2) определены концептуальные основы низкоуглеродной трансформации нефтегазовых компаний как результата деятельности по снижению выбросов ПГ с выявлением типов стратегий и подходов к целеполаганию; впервые обоснована диверсификация направлений декарбонизации, источников получения энергии, производимых продуктов как способ достижения целей декарбонизации;
- 3) предложена систематизация доступных опций декарбонизации нефтегазового бизнеса в рамках планирования деятельности по снижению выбросов ПГ, включающая четыре направления (совершенствование операционной деятельности, переход на низкоуглеродные источники энергии, работа с попутными компонентами и отходами производства, организационно-экономические методы (корпоративный уровень)) с уточнением роли группы опций УХУ для снижения выбросов традиционных нефтегазовых компаний и возможностей участия последних в технологической цепочке;
- 4) впервые представлено технико-экономическое обобщение накопленных в мире теоретических знаний и практического опыта в области улавливания и хранения углерода на основе трех групп признаков (базовые, технологические, организационно-экономические); выявлен перечень факторов формирования затрат на УХУ по этапам технологической цепочки с уточнением условий экономической жизнеспособности проектов;
- 5) обосновано выделение технологических цепочек улавливания и хранения углерода в особый объект управления межотраслевого характера, определены основы их формирования и функционирования в отраслях-адаптерах технологий в рамках конструкций УХУ, понятие которых впервые введено в данном исследовании; обоснованы направления трансформации таких конструкций в процессе развития новых технологий, совершенствования бизнес-моделей и институциональных условий;
- 6) впервые в одном исследовании обобщены предпосылки, проведена оценка условий и выявлены необходимые компоненты для будущего развития проектов улавливания и хранения углерода в промышленном секторе России;
- 7) исследованы и идентифицированы наиболее вероятные варианты конструкций УХУ и их элементов для внедрения в промышленном и энергетическом секторах России; впервые проведена оценка затрат на внедрение технологии улавливания на угольной электростанции, а также экономическая оценка функционирования полной технологической

цепочки УХУ в нефтепромышленном регионе с использованием СО₂ для повышения нефтеотдачи пластов;

8) разработаны рекомендации по совершенствованию подходов к планированию деятельности по снижению выбросов ПГ, а также формированию климатической и экологической промышленной политики для активизации развития УХУ в России; впервые предложено разделение мер государственного регулирования на общие и специфические с оценкой их влияния на экономику проектов УХУ.

Положения, выносимые на защиту

1. По авторскому определению, декарбонизация промышленных систем представляет собой планомерное снижение выбросов парниковых газов на уровне рассматриваемой системы (промышленного объекта, компании, комплекса) посредством реализации мер, направленных на предотвращение и / или «избегание» выбросов, и должна реализовываться путем поиска, обоснования, оценки и внедрения конкретных доступных решений, нацеленных на снижение выбросов ПГ в атмосферу. При этом планирование деятельности по декарбонизации целесообразно основывать на распределении доступных мер с ориентацией на уточненные понятия направления декарбонизации (сфера или область, в рамках которой осуществляется деятельность по снижению выбросов ПГ), группы опций декарбонизации (совокупность опций с общей целью и принципами действия), опций декарбонизации (конкретные методы, реализация которых направлена на снижение выбросов ПГ) и технологии декарбонизации (технологические решения, определяющие способ реализации опций декарбонизации). Данные четыре понятия связаны по иерархии.

2. Деятельность по декарбонизации промышленных компаний приводит к низкоуглеродной трансформации бизнеса, концептуальные основы которой на примере исследованных нефтегазовых компаний следующие: 1) компании делятся на три группы по типу стратегии: традиционные нефтегазовые, энергетические и «зеленые»; 2) в зависимости от выбранной стратегии компании определяют цели декарбонизации, которые обычно получают отражение в виде климатических целей и имеют разную степень декомпозиции по отличающимся признакам (срокам, сферам деятельности, а также в отношении того, где происходит образование и выброс ПГ – сферы охвата 1 и 2, реже – в отношении сферы охвата 3); 3) компании выделяют приоритетные направления декарбонизации: традиционные нефтегазовые – совершенствование операционной деятельности и работа с попутными компонентами и отходами производства; энергетические – переход на низкоуглеродные источники энергии; «зеленые» – применение организационно-экономических методов на корпоративном уровне; 4) компании в зависимости от выявленных типов стратегий реализуют диверсификацию направлений декарбонизации

(традиционные нефтегазовые), источников получения энергии (энергетические), производимых продуктов («зеленые») как основной способ достижения целей декарбонизации.

3. Планирование деятельности по декарбонизации традиционных нефтегазовых компаний необходимо осуществлять с ориентацией на предложенную в работе систематизацию доступных опций, включающую четыре направления: 1) совершенствование операционной деятельности; 2) переход на низкоуглеродные источники энергии; 3) работа с попутными компонентами и отходами производства; 4) организационно-экономические методы (корпоративный уровень). В условиях невозможности полного «избегания» образования ПГ в производственной деятельности нефтегазовых и других промышленных компаний технологии УХУ должны рассматриваться как обязательные составляющие планов по снижению выбросов ПГ, так как позволяют предотвращать попадание в атмосферу уже образовавшихся газов без радикальных изменений действующих процессов. Участие нефтегазовых компаний в проектах УХУ может осуществляться в рамках полного участия во всей технологической цепочке посредством создания консорциума либо в виде частичного участия с выделением этапов транспортировки и хранения в качестве независимого проекта.

4. Технико-экономическое обобщение теоретических знаний и практического опыта в области улавливания и хранения углерода можно представить на основе трех групп признаков: 1) базовые, определяющие сущность и основы реализации УХУ (тип проекта, объем мощностей, источник выбросов); 2) технологические, детализирующие конкретные способы, решения и технологии, применяемые на этапах улавливания, транспортировки и хранения; 3) организационно-экономические, уточняющие организационные модели, проектные и стоимостные характеристики таких проектов (стадия проекта, модель финансирования, стоимость адаптации УХУ и др.). Уровень затрат на УХУ по отраслям-адаптерам технологий позволяет условно разделить отрасли на «дорогие» и «дешевые» и определяется набором факторов, идентифицированных для каждого этапа технологической цепочки. Например, затраты на улавливание газа зависят от доступности (применимости) технологий, масштаба мощностей, характеристик газового потока на объекте, стоимости электроэнергии и могут снижаться за счет экономии на масштабе, эффектов обучения и накопления опыта; на этапах транспортировки и хранения затраты определяются удаленностью объектов, существующей инфраструктурой и могут снижаться за счет развития последней, планирования наиболее целесообразных технологических цепочек и др. Управление факторами формирования затрат, а также реализация мер государственного регулирования в условиях ограниченного набора возможных вариантов получения дохода

являются ключевыми условиями экономической жизнеспособности проектов, что должно учитываться при их планировании.

5. Реализация технологических цепочек улавливания и хранения углерода возможна в рамках формирования уникальных межотраслевых комплексов, которые представляют собой особый объект управления, а их функционирование осуществляется в рамках конструкций УХУ, определяющими характеристиками которых являются источник CO₂, особенности промышленных и энергетических процессов, уровень развития технологий, а также возможности по утилизации и захоронению углерода. Масштабирование УХУ подвержено трансформации, что выражается в переходе от конструкций первого поколения к конструкциям второго поколения со смещением от полной технологической цепочки к отделению улавливания от транспортировки и хранения газа, диверсификацией областей применения технологий улавливания, тенденцией к переходу от решений CO₂-EOR (англ. Enhanced Oil Recovery) к специализированным геологическим хранилищам и развитием «открытых» транспортных сетей.

6. Промышленный сектор, экономика и территория России в целом обладают рядом благоприятных предпосылок для развития УХУ, а именно: характеризуются существенными объемами выбросов ПГ, большими мощностями доступных для размещения CO₂ потенциальных хранилищ, доминирующей ролью ископаемых видов топлива в экономике, традиционным характером энергетических и промышленных мощностей, развитой нефтегазовой отраслью. Все это определяет потенциально благоприятные условия и высокую степень заинтересованности промышленных компаний и государства в снижении выбросов ПГ без существенного изменения базовых промышленных процессов и мощностей. При условии создания определенной институциональной среды на начальных этапах развития целесообразно улавливать углекислый газ на традиционных энергетических и нефтегазовых объектах и использовать его для повышения нефтеотдачи с последующим долгосрочным хранением под землей. При этом компоненты, определяющие долгосрочное развитие УХУ в России, можно определить в четыре группы – это 1) стоимость улавливания углекислого газа, 2) транспортная инфраструктура, 3) инфраструктура хранения, 4) государственное регулирование.

7. Необходимым и наиболее вероятным сценарием при развитии технологических цепочек улавливания и хранения углерода в промышленном и энергетическом секторах России является ориентация на конструкции УХУ первого поколения и их элементы с реализацией технологий улавливания углекислого газа на угольных электростанциях, а также формированием полных технологических цепочек в экономически развитых нефтепромышленных регионах с улавливанием углекислого газа на нескольких источниках

выбросов вблизи нефтегазовых месторождений, пригодных для CO₂-EOR. При этом улавливание углекислого газа связано с высокими затратами (порядка 16 775 руб. за 1 т CO₂ для рассмотренной в работе угольной электростанции), а проекты УХУ с использованием CO₂ для повышения нефтеотдачи не являются экономически эффективными, что требует развития соответствующих мер государственного регулирования.

8. Для реализации первых проектов улавливания и хранения углерода в России необходимо поступательное развитие общих обязательных мер регулирующего характера (налог на выбросы ПГ) и специфических мер направленного действия стимулирующего характера («контракты на разницу», налоговая льгота «45Q»). Впервые в работе доказано, что экономическую жизнеспособность УХУ могут обеспечить специфические меры, направленные на снижение затрат и поддержку доходов, но их реализация требует существенных расходов со стороны государства. Например, применение механизма «контракты на разницу» только для одной угольной электростанции будет обходиться государству в 7,9 млрд руб. в год, а необходимый объем субсидирования всех угольных электростанций в России в случае оснащения их установками улавливания может составить порядка 583 млрд руб. в год. В рамках совершенствования подходов к планированию деятельности по снижению выбросов ПГ целесообразно разграничить развитие государственной климатической и экологической промышленной политики на упомянутые два направления, где общие обязательные меры определяют минимальную ответственность по управлению выбросами ПГ, поддерживая общую позицию по обеспечению вклада в решение климатических задач на уровне государства, а упомянутые специфические меры стимулируют развитие именно комплекса технологий УХУ.

Теоретическая и практическая значимость работы

Теоретическая значимость исследования определяется развитием теоретико-методологических подходов к планированию деятельности по декарбонизации промышленных систем, а также обоснованием концептуальных и организационно-экономических основ реализации технологических цепочек улавливания и хранения углерода в промышленности.

Практическая значимость исследования состоит в возможности использования его результатов в стратегических документах экономического развития национальной экономики в части ее экологизации и обеспечения низкого уровня выбросов ПГ. Полученные результаты могут быть использованы при разработке мероприятий и программ в сфере реализации Стратегии социально-экономического развития РФ с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г., выполнения целей Указа Президента РФ от 04.11.2020 г. № 666 «О сокращении выбросов парниковых газов» и др.

Разработанные рекомендации по совершенствованию подходов к планированию деятельности по снижению выбросов ПГ, а также формированию климатической и экологической промышленной политики могут быть использованы профильными органами государственной власти для совершенствования общих и разработки специфических мер, направленных на активизацию деятельности в области улавливания и хранения углерода в промышленном секторе России.

Результаты исследования в части систематизации доступных опций декарбонизации, технико-экономического обобщения знаний в области улавливания и хранения углерода, факторов формирования затрат, а также идентификации и трансформации конструкций УХУ могут быть использованы промышленными компаниями при развитии деятельности по декарбонизации, планировании проектов улавливания и хранения углерода и участия в таких технологических цепочках.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Содержание диссертационного исследования соответствует следующим пунктам паспорта научной специальности 5.2.3. Региональная и отраслевая экономика (экономика природопользования и землеустройства):

9.19. Проблема борьбы с климатическими изменениями. Вопросы развития «зеленой» и низкоуглеродной экономики;

9.11. Экологическая политика. Стимулирование экологизации экономики и повышения эффективности природопользования методами экономической политики.

Апробация и реализация результатов диссертации

Основные положения и научные результаты исследования были апробированы на:

- XIV Всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Современные проблемы, тенденции и перспективы социально-экономического развития» (г. Сургут, Россия, 2025 г.);
- Международной научной конференции Хачатуровские чтения – 2024 «Реализация концепции устойчивого развития в условиях суверенизации России» (г. Москва, Россия, 2024 г.);
- Международной научно-практической конференции «Молодежная экономическая наука» (г. Уфа, Россия, 2024 г.);
- XII Международной научно-практической конференции «Север и Арктика в новой парадигме мирового развития. Лузинские чтения – 2024» (г. Апатиты, Россия, 2024 г.);

- Международной ежегодной научной конференции Ломоносовские чтения – 2024 «Человеческий и социальный капитал России: новые вызовы и возможности» (г. Москва, Россия, 2024 г.);
- Международной научной конференции «Новый путь декарбонизации экономики (KZGT – 2023)» (г. Алматы, Республика Казахстан, 2023 г.);
- Международном форуме «Нефть и газ – 2023» (г. Москва, Россия, 2023 г.);
- XVII Международной научно-практической конференции Российского общества экологической экономики «Глобальные вызовы и национальные экологические интересы: экономические и социальные аспекты» (г. Новосибирск, Россия, 2023 г.);
- Научном семинаре «Траектории достижения углеродной нейтральности (Pathways to Carbon Neutrality)», ЦЭНЭФ (г. Москва, Россия, 2022 г.);
- Международной научной конференции Хачатуровские чтения – 2022 «Устойчивое развитие и национальные цели» (г. Москва, Россия, 2022 г.);
- XI Международной научно-практической конференции «Север и Арктика в новой парадигме мирового развития. Лузинские чтения – 2022» (г. Апатиты, Россия, 2022 г.);
- Ежегодном симпозиуме и международном научном форуме «Calotte Academy» (Финляндия – Швеция – Норвегия, 2022 г., 2023 г.);
- Международных конференциях «International Conference on Power and Energy Systems Engineering» (Япония, 2021 г., 2022 г.);
- III Всероссийской научной конференции «Современные образовательные технологии в подготовке специалистов для минерально-сырьевого комплекса» (г. Санкт-Петербург, Россия, 2020 г.);
- 14 Международной научной школе молодых ученых и специалистов «Проблемы освоения недр в XXI веке глазами молодых» (г. Москва, Россия, 2019 г.);
- XI Международной конференции «Innovation-Based Development of the Mineral Resources Sector: Challenges and Prospects – 11th conference of the Russian-German Raw Materials» (г. Потсдам, Германия; г. Санкт-Петербург, Россия, 2018 г.);
- Международной конференции «The Greenhouse Gas Control Technologies Conference (GHGT-14)» (г. Мельбурн, Австралия, 2018 г.).

Отдельные положения диссертации подготовлены по результатам исследований, полученным в рамках НИР по теме FMEZ-2022-0035 «Разработка научных основ и обоснование эколого-экономически сбалансированного ресурсосберегающего комплексного освоения природных ресурсов в Арктической зоне России», FMEZ-2023-0001 «Разработка научных основ устойчивого развития природоэксплуатирующих отраслей Арктической зоны хозяйствования РФ в условиях энергетической трансформации,

глобальных экономических и климатических изменений», НМО «Научно-методическое обеспечение деятельности Минпромторга России в рамках реализации требований Парижского соглашения, направленных на регулирование выбросов парниковых газов промышленности», НИР «Научное обоснование выбора технологий и технических решений, обеспечивающих сокращение выбросов и увеличение поглощения парниковых газов промышленностью» (122020900221-7), НИР «Научное обоснование планирования и реализации проектов секвестрации диоксида углерода в реальном секторе экономики России» (123020600005-5), а также при выполнении Гранта РФФИ № 18-010-00734\18 (2018–2020 гг., исполнитель проекта), Гранта РНФ № 19-78-00108 (2019–2021 гг., руководитель проекта), Гранта Президента РФ по государственной поддержке ведущих научных школ РФ НШ-2692.2020.5 (2020–2021 гг., исполнитель проекта), Гранта Президента РФ для государственной поддержки молодых российских ученых МК-4812.2021.2 (2021–2022 гг., руководитель проекта), Гранта РНФ № 18-18-00210 (2018–2020 гг., исполнитель проекта), Гранта РНФ № 22-78-10181 (2022–2025 гг., руководитель проекта).

Основные положения диссертационной работы использованы в деятельности Департамента стратегического развития и корпоративной политики Министерства промышленности и торговли Российской Федерации, а также нашли практическое применение в деятельности промышленных компаний.

Ряд положений диссертационной работы использован в учебном процессе на кафедре экономики, организации и управления Санкт-Петербургского горного университета в 2018–2021 гг., на факультете географии и геоинформационных технологий НИУ «Высшая школа экономики» в 2023–2024 гг., а также в процессе подготовки электронного образовательного модуля «Улавливание, утилизация и хранение CO₂ (Carbon Capture, Utilization & Storage)» Фонда инфраструктурных и образовательных программ (2022–2023 гг.).

Публикации автора по теме исследования

По теме диссертации опубликовано 33 научные работы общим объемом 35,55 п. л. (личный вклад автора – 20,7 п. л.), из них 18 – в рецензируемых научных изданиях, индексируемых в базе ядра Российского индекса научного цитирования "eLibrary Science Index", а также в изданиях из дополнительного списка, рекомендованных Ученым советом МГУ им. М. В. Ломоносова для защиты в диссертационном совете МГУ по специальности 5.2.3. Региональная и отраслевая экономика (экономика природопользования и землеустройства) (общий объем – 23,56 п. л., личный вклад автора – 14 п. л.); зарегистрирована 1 программа для ЭВМ.

Структура диссертации

Диссертация включает 318 страниц и состоит из введения, пяти глав, заключения, списка литературы из 262 источников. Содержит 23 таблицы и 31 рисунок. Логика изложения обусловила следующую структуру диссертации:

Введение

Глава 1. Теория и практика низкоуглеродного развития и декарбонизации промышленных систем

1.1. Проблема декарбонизации промышленных систем в контексте устойчивого и низкоуглеродного развития: теоретический аспект

1.2. Декарбонизация промышленных систем: подходы к управлению выбросами ПГ и основы терминологической систематики

1.3. Направления и существенные вопросы декарбонизации мировой и российской промышленности

1.4. Стратегические аспекты декарбонизации промышленных компаний

1.4.1. Стратегии декарбонизации и низкоуглеродная трансформация промышленных компаний (на примере нефтегазовых)

1.4.2. Стратегическое развитие российских нефтегазовых компаний в условиях декарбонизации: вклад в ЦУР ООН, цели по снижению выбросов ПГ и фактический прогресс

1.4.2.1. Анализ вклада российских нефтегазовых компаний в достижение ЦУР 7 и ЦУР 13

1.4.2.2. Анализ климатических целей российских нефтегазовых компаний по адаптированной методике SMART

Выводы по Главе 1

Глава 2. Сущность, проблемы и перспективы развития технологий улавливания и хранения углекислого газа

2.1. Декарбонационная деятельность промышленных компаний: систематизация опций, роль и место УХУ (на примере нефтегазовых)

2.2. Сущность и типология технологических цепочек УХУ

2.3. Реализация УХУ в промышленности: мировой опыт, проблемы управления и роль в достижении углеродной нейтральности

2.4. Государственное регулирование и институты поддержки УХУ: мир и Россия

Выводы по Главе 2

Глава 3. Методологические основы формирования технологических цепочек уху

3.1. Технико-экономическое обобщение теоретических и практических знаний по улавливанию и хранению углерода

- 3.2. Проекты УХУ: организационные формы и договорные отношения
- 3.3. Подходы к оценке затрат на УХУ
- 3.4. Система факторов, определяющая уровень затрат на УХУ, и базовые организационные составляющие различных форм

Выводы по Главе 3

Глава 4. Конструкции уху и концептуальное видение реализации технологических цепочек в России

- 4.1. Конструкции технологических цепочек УХУ
- 4.2. Трансформация конструкции УХУ и их применимость в России
- 4.3. Стратегические факторы, определяющие развитие УХУ в России
- 4.4. Концептуальное представление развития УХУ в условиях России

Выводы по Главе 4

Глава 5. Экономическое обоснование внедрения уху в промышленности и рекомендации по реализации проектов в России

5.1. Оценка затрат на внедрение технологии улавливания углекислого газа на угольной ТЭЦ (на примере Апатитской ТЭЦ в Мурманской области)

5.2. Экономическое обоснование формирования межотраслевой технологической цепочки УХУ с использованием CO₂ для повышения нефтеотдачи

5.3. Предложения по обеспечению экономической жизнеспособности УХУ в России

5.4. Рекомендации по развитию мер государственного регулирования, планированию и внедрению технологических цепочек УХУ в России

5.4.1. Рекомендации по развитию мер государственного регулирования

5.4.2. Рекомендации по планированию и внедрению технологических цепочек УХУ в России

5.4.3. Развитие УХУ: широкий контекст

Выводы по Главе 5

Заключение

Список литературы

II. ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

1. По авторскому определению, декарбонизация промышленных систем представляет собой планомерное снижение выбросов парниковых газов на уровне рассматриваемой системы (промышленного объекта, компании, комплекса) посредством реализации мер, направленных на предотвращение и / или «избегание» выбросов, и должна реализовываться путем поиска, обоснования, оценки и внедрения конкретных доступных решений, нацеленных на снижение выбросов ПГ в атмосферу.

При этом планирование деятельности по декарбонизации целесообразно основывать на распределении доступных мер с ориентацией на уточненные понятия направления декарбонизации (сфера или область, в рамках которой осуществляется деятельность по снижению выбросов ПГ), группы опций декарбонизации (совокупность опций с общей целью и принципами действия), опций декарбонизации (конкретные методы, реализация которых направлена на снижение выбросов ПГ) и технологии декарбонизации (технологические решения, определяющие способ реализации опций декарбонизации). Данные четыре понятия связаны по иерархии.

Проблема снижения выбросов ПГ стала активно обсуждаться в конце 1990-х – начале 2000-х гг. Принятие в 1997 г. Киотского протокола как документа, который наложил на национальные экономики обязательства по контролю над выбросами ПГ, стало предпосылкой для «встраивания» такой деятельности в широко известную в науке и практике концепцию устойчивого развития. На смену Киотскому протоколу пришло Парижское соглашение по климату, главной целью которого стало определение вектора на обеспечение низкоуглеродного развития социально-экономических систем различных уровней. Дальнейшее развитие представлений об устойчивом развитии, «зеленой экономике», низкоуглеродном развитии происходило под влиянием решений, принимаемых на уровне ООН, а также в процессе деятельности различных государств, накопления академического знания. Так, концепция устойчивого развития стала комплексной социально-экономико-экологической категорией, сформировавшейся, в том числе, в результате обострившейся проблемы изменения климата и заложившей основу для формирования новых концепций, моделей экономики, процессов и состояний развития различных систем.

Основополагающую роль в решении климатических задач отводят достижению баланса между антропогенными выбросами ПГ и их удалением из атмосферы естественными или искусственными поглотителями, что, в конечном счете, позволяет контролировать концентрацию CO₂ в атмосфере Земли. Такой баланс называют углеродной нейтральностью («чистый ноль»), а для его достижения выделяют различные меры, среди которых можно выделить три группы (рисунок 1). Представленные меры направлены на снижение образования ПГ при различных промышленных процессах (группа 3), «работу» с уже образовавшимися ПГ (группа 1) или с концентрацией CO₂ в атмосфере (группа 2). Отдельная группа, не представленная на рисунке, – это компенсационные меры, которые будут вне фокуса данной работы.

При движении к углеродной нейтральности ключевая роль отводится сокращению выбросов ПГ, то есть процессам декарбонизации. Одно из первых упоминаний декарбонизации в научной литературе связывают со статьей, автором которой является

Ausubel (1995 г.)⁹, где под декарбонизацией понимается «процесс снижения углеродоемкости первичной энергии», а в Пятом оценочном докладе МГЭИК (2014 г.) данный термин используется как «снижение углеродоемкости» в более узком контексте и как процесс, в ходе которого страны или конкретные субъекты хозяйствования стремятся к созданию низкоуглеродной экономики, или когда отдельные лица стремятся сократить потребление углерода¹⁰, в более широком.

Группа 1 Меры по предотвращению выбросов ПГ в атмосферу	Группа 2 Меры по "удалению" ПГ из атмосферы	Группа 3 Меры по "избеганию" выбросов ПГ в атмосферу
<p>Цель: Предотвратить попадание уже образовавшихся ПГ в атмосферу, уменьшить которые другими способами сложно / не представляется возможным</p> <p>Примеры: Комплекс технологий улавливания, хранения и использования углерода (УХУ)</p>	<p>Цель: Удалить углерод напрямую из атмосферы с целью снижения концентрации в ней углекислого газа</p> <p>Примеры: Технологии прямого улавливания CO₂ из атмосферы – DAC (англ. Direct Air Capturing). Поглощение CO₂ из атмосферы естественным путем</p>	<p>Цель: Снизить образование ПГ при различных процессах за счет изменения этих процессов</p> <p>Примеры: Повышение энергоэффективности. Использование ВИЭ</p>

Рисунок 1 – Группы мер декарбонизации и достижения углеродной нейтральности
Источник: составлено автором.

В работе вводится понятие «декарбонизация промышленных систем», которая представляет собой планомерное снижение выбросов ПГ на уровне рассматриваемой системы (промышленного объекта, компании, комплекса) посредством реализации мер, направленных на предотвращение и / или «избегание» выбросов, подразумевающей выстраивание системы управления декарбонизационной деятельностью и внедрение конкретных доступных решений, направленных на снижение выбросов ПГ в атмосферу. Последние в научной литературе и практических материалах по теме обычно называют «технологии декарбонизации», «методы декарбонизации», «опции декарбонизации». Однако употребление данных понятий в разных контекстах зачастую носит интуитивный характер – частные решения операционного уровня (например, оптимизация работы конкретного технологического оборудования / скважины на промысле) могут рассматриваться на одном уровне с решениями стратегического характера (например, развитие мощностей генерации электроэнергии из возобновляемых источников) и целыми стратегиями декарбонизации (например, полный отказ от углеродоемких активов).

⁹ Ausubel J. H. Technical progress and climatic change // Energy Policy. – 2020. – Vol. 23. – Is. 4–5. – P. 411–416. – DOI: 10.1016/0301-4215(95)90166-5.

¹⁰ 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 // IPCC. – 2014. – 151 p. – URL: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/SYR_AR5_FINAL_full.pdf (дата обращения: 04.04.2024 г.).

В работе предложены уточненные понятия направления, группы опций, опций и технологий декарбонизации, которые составляют основу терминологической систематики иерархического характера и могут служить ориентиром для распределения доступных мер в рамках планирования деятельности по декарбонизации промышленных систем (см. таблицу 1). Такие категории, как направления и группы опций декарбонизации, определяют общие цели и задачи по снижению выбросов ПГ, а конкретные опции и технологии декарбонизации представляют собой средства для их достижения.

Таблица 1 – Декарбонизация промышленных систем: основы терминологической систематики

Категория	Сущность
Направление декарбонизации	Сфера или область, в рамках которой осуществляется деятельность по декарбонизации; основано на наборе принципов декарбонизации и движении к общей цели; определяет конкретное направление деятельности по снижению выбросов ПГ и его специализацию на уровне промышленной системы
Группа опций декарбонизации	Совокупность опций с общей целью и принципами действия; направлена на решение конкретной задачи в рамках декарбонизационных процессов, происходящих на уровне промышленной системы
Опции декарбонизации	Конкретные приемы и инструменты (в совокупности – методы), доступные для внедрения в рамках группы опций декарбонизации для решения частных задач декарбонизационной деятельности
Технологии декарбонизации	Совокупность конкретных технико-технологических решений и техник, определяющих способ реализации опций декарбонизации

Источник: составлено автором.

2. Деятельность по декарбонизации промышленных компаний приводит к низкоуглеродной трансформации бизнеса, концептуальные основы которой на примере исследованных нефтегазовых компаний следующие: 1) компании делятся на три группы по типу стратегии: традиционные нефтегазовые, энергетические и «зеленые»; 2) в зависимости от выбранной стратегии компании определяют цели декарбонизации, которые обычно получают отражение в виде климатических целей и имеют разную степень декомпозиции по отличающимся признакам (срокам, сферам деятельности, а также в отношении того, где происходит образование и выброс ПГ – сферы охвата 1 и 2, реже – в отношении сферы охвата 3); 3) компании выделяют приоритетные направления декарбонизации: традиционные нефтегазовые – совершенствование операционной деятельности и работа с попутными компонентами и отходами производства; энергетические – переход на низкоуглеродные источники энергии; «зеленые» – применение организационно-экономических методов на корпоративном уровне; 4) компании в зависимости от выявленных типов стратегий реализуют диверсификацию направлений декарбонизации (традиционные нефтегазовые), источников получения энергии (энергетические), производимых продуктов («зеленые») как основной способ достижения целей декарбонизации.

Климатическая повестка определяет тренды развития промышленности по всему миру, а решение ее задач напрямую связывают с компаниями нефтегазового сектора. Реальный вклад нефтегазовой отрасли в глобальную эмиссию ПГ, основываясь на стандарте учета выбросов ПГ GHG Protocol¹¹, можно ориентировочно оценить следующим образом: при учете только сферы охвата 1 (scope 1; выбросы ПГ, которые образуются из источников, находящихся в непосредственном владении или управлении компании) доля всего нефтегазового сектора в общемировых выбросах составляет порядка 8 %, при учете сферы охвата 1 и сферы охвата 2 (scope 2; выбросы ПГ, связанные с потреблением энергии из источников, которые не находятся во владении или управлении компании) – около 9 %, а если в дополнение к предыдущим учитывать и сферу охвата 3 (scope 3; выбросы ПГ, которые происходят от источников, находящихся вне компании, но непосредственно связаны с ее деятельностью, включая использование продуктов, которые производит компания), то вклад будет порядка 42 % от общей массы выбросов ПГ по миру^{12,13}.

В работах автора была исследована деятельность по декарбонизации 13 зарубежных, а также 5 крупнейших российских нефтегазовых компаний. Доказано, что такая деятельность приводит к низкоуглеродной трансформации бизнеса на стратегическом и операционном уровнях, ключевые положения которой резюмированы ниже.

1) Все исследуемые компании ставят достаточно амбициозные цели по сокращению выбросов ПГ (англ. Emissions Reduction) / достижению углеродной нейтральности (англ. Carbon Neutrality / Net Zero) с разными подходами к их декомпозиции. Компании обычно детализируют поставленные цели по срокам, сферам деятельности, а также в отношении сфер охвата 1 и 2, реже – в отношении сферы охвата 3; последнее может быть расценено как признание расширенной ответственности на уровне компании за реализацию вклада в решение климатических задач.

2) Почти все исследуемые компании в качестве ключевого целевого показателя ориентируются на углеродоемкость (англ. Carbon Intensity). Количественное значение показателя в общем виде представляет собой отношение выбросов ПГ конкретной компании к одной из ключевых метрик¹⁴. Чаще всего нефтегазовые компании используют в качестве таковой количество выпущенного продукта, измеряемое в энергетических единицах.

¹¹ The Greenhouse Gas Protocol. A Corporate Accounting and Reporting Standard // World Resources Institute and World Business Council for Sustainable Development. – 2004. – 112 p. – URL: <https://ghgprotocol.org/corporate-standard> (дата обращения: 05.04.2024 г.).

¹² Beck C. The future is now: How oil and gas companies can decarbonize / C. Beck, S. Rashidbeigi, O. Roelofsen, E. Speelman // McKinsey & Company – 2020. – URL: <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/the-future-is-now-how-oil-and-gas-companies-can-decarbonize> (дата обращения: 01.03.2024 г.).

¹³ Декарбонизация нефтегазовой отрасли: международный опыт и приоритеты России // Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО. – 2021. – 158 с. – URL: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEnC/Research/SKOLKOVO_EneC_Decarbonization_of_oil_and_gas_RU_22032021.pdf (дата обращения: 05.04.2024 г.).

¹⁴ ISO 14067:2018. Greenhouse gases. Carbon footprint of products. Requirements and guidelines for quantification.

3) Все нефтегазовые компании с точки зрения своих стратегий делятся на три типа: традиционные нефтегазовые, энергетические и «зеленые» – и используют различные механизмы диверсификации для решения задач по снижению выбросов ПГ. Для традиционных нефтегазовых компаний характерны ориентация на существующие виды деятельности и диверсификация направлений декарбонизации. Энергетические компании в основу стратегии развития закладывают диверсификацию источников получения энергии (углеводороды, водород, низкоуглеродное топливо, ВИЭ), но с ориентацией на постепенное снижение доли первых и увеличение доли последних в общем портфеле. «Зеленые» компании ориентируются на полный отказ от ископаемых источников энергии и переходят на новые низкоуглеродные продукты; в основе стратегии компаний лежит диверсификация продуктового портфеля (биотопливо, ВИЭ, «зеленый» транспорт и др.).

4) Приоритетными направлениями декарбонизации для традиционных нефтегазовых компаний выступают совершенствование операционной деятельности и работа с попутными компонентами и отходами производства; для энергетических компаний – переход на низкоуглеродные источники энергии; для «зеленых» компаний – применение организационно-экономических методов на корпоративном уровне. Примерами первых являются крупнейшие российские компании – ПАО «НК «Роснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Газпром нефть», а также американская компания Occidental. К энергетическим можно отнести ряд европейских и американских компаний, таких как BP, Chevron, Repsol, Shell, Equinor и др. Среди проанализированных компаний выявлена только одна «зеленая» – Neste.

Так, все крупнейшие российские компании придерживаются традиционной стратегии ведения бизнеса, и именно они будут в фокусе дальнейшей работы. Данные о выбросах ПГ российских нефтегазовых компаний и их целевых ориентирах представлены в таблице 2. Цели по снижению абсолютных выбросов ПГ раскрывают только ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «ЛУКОЙЛ». Остальные представленные компании ориентируются на другие показатели – в основном на удельные выбросы ПГ.

Таблица 2 – Выбросы ПГ (охват 1 и 2) российских нефтегазовых компаний, млн т СО₂-экв.

Компания	2018	2019	2020	2021	2022	Цель-2025	Цель-2030	Цель-2035
Газпром	240,00	250,25	222,11	255,68	224,63	-	-	-
ЛУКОЙЛ	48,546	48,433	43,651	41,491	46,887	-	40,700	-
НОВАТЭК	6,1	11,1	9,2	10,2	9,6	-	-	-
Роснефть	76,4	81,2	81,0	72,7	71,9	77,0	-	60,7
Татнефть	3,0	9,3	9,2	12,46	13,56	-	-	-

Источник: составлено автором на основе отчетов компаний.

3. Планирование деятельности по декарбонизации традиционных нефтегазовых компаний необходимо осуществлять с ориентацией на предложенную

в работе систематизацию доступных опций, включающую четыре направления: 1) совершенствование операционной деятельности; 2) переход на низкоуглеродные источники энергии; 3) работа с попутными компонентами и отходами производства; 4) организационно-экономические методы (корпоративный уровень). В условиях невозможности полного «избегания» образования ПГ в производственной деятельности нефтегазовых и других промышленных компаний технологии УХУ должны рассматриваться как обязательные составляющие планов по снижению выбросов ПГ, так как позволяют предотвращать попадание в атмосферу уже образовавшихся газов без радикальных изменений действующих процессов. Участие нефтегазовых компаний в проектах УХУ может осуществляться в рамках полного участия во всей технологической цепочке посредством создания консорциума либо в виде частичного участия с выделением этапов транспортировки и хранения в качестве независимого проекта.

Каждая конкретная компания работает над формированием планов по снижению выбросов ПГ на основе конкретных доступных опций, которые, в конечном счете, принимают форму уникального портфеля проектов и составляют основу стратегии декарбонизации. На основе проведенных исследований предложен авторский подход к систематизации доступных опций декарбонизации применительно к деятельности нефтегазовых компаний (см. таблицу 3), которая может служить ориентиром при планировании деятельности по снижению выбросов ПГ на уровне компании.

Первое направление – это набор опций, нацеленных на «избегание» выбросов за счет оптимизации технологических и управлеченческих процессов компаний, большинство из которых требуют значительных финансовых и временных затрат на их внедрение. Однако они могут быть достаточно результативными за счет существенного уменьшения расходов на энергию, сырье и ремонт оборудования с одновременным сокращением выбросов ПГ. Второе направление является одним из наиболее эффективных для снижения выбросов ПГ в производственных процессах и реализуется путем замены традиционных видов топлива на более «чистые», такие как электроэнергия, ВИЭ, низкоуглеродные виды сырья. В целом, данное направление требует значительных инвестиций, технологических и организационных изменений. Третье направление призвано минимизировать прямые выбросы ПГ в атмосферу, повысить ресурсную эффективность и уменьшить воздействие на окружающую среду. Утилизация ПНГ признана одной из наиболее действенных опций, и компании активно работают в данном направлении¹⁵. Особое место занимают технологии УХУ, что будет

¹⁵ Более подробно в статье автора: Рядинская А. П., Череповицьина А. А. Утилизация попутного нефтяного газа в России: методы и перспективы производства продуктов газохимии // Север и рынок: формирование экономического порядка. – 2022. – № 2. – С. 19–34. – DOI: 10.37614/2220-802X.2.2022.76.002.

обосновано ниже. Четвертое направление связано с изменениями организационно-экономического характера на уровне корпоративного управления. Основные решения стратегического характера могут быть связаны с дивестициями (более или менее радикального характера), формированием эколого-ориентированной цепи поставок.

Таблица 3 – Систематизация доступных опций декарбонизации нефтегазовых компаний

Направление декарбонизации	Группа опций	Примеры опций
Совершенствование операционной деятельности	Повышение эффективности производства	Цифровизация технологических и управлений процессов
		Оптимизация работы технологического оборудования, скважин
		Оптимизация логистических операций
		Внедрение новых подходов к управлению производством
	Повышение энергоэффективности	Увеличение доли энергоэффективного оборудования
		Когенерация энергии и рекуперация отработанного тепла
	Сокращение летучих выбросов	Совершенствование системы обнаружения утечек
		Повышение износостойкости оборудования, инфраструктуры
Переход на низкоуглеродные источники энергии	Электрификация	Замена традиционных видов топлива на электроэнергию для работы оборудования и производственных объектов
		Внедрение и масштабирование ВИЭ
	Интеграция низкоуглеродных топлив	Снижение углеродоемкости используемых видов топлива
		Переход на более низкоуглеродное сырье
Работа с попутными компонентами и отходами производства	Утилизация ПНГ	Переработка ПНГ для производства продукции
		Использование ПНГ для собственных нужд
	Улавливание, использование и захоронение CO ₂	Улавливание и захоронение CO ₂
		Улавливание и использование CO ₂
		Улавливание, использование и захоронение CO ₂
	Совершенствование обращения с отходами / шламами	Изменение методов утилизации промышленных отходов
		Сокращение влияния отходов производства на окружающую среду
Организационно-экономические методы (корпоративный уровень)	Оптимизация портфеля	Дивестиции
	Выстраивание взаимоотношений со стейкхолдерами	Формирование взаимоотношений с ответственными поставщиками и подрядчиками

Источник: Кузнецова Е. А., Рядинская А. П., Череповицька А. А. Аналитический обзор и систематизация доступных опций декарбонизации нефтегазового бизнеса // Вестник Пермского университета. Серия «Экономика». – 2023. – Т. 18. – № 3. – С. 292–310. – DOI: 10.17072/1994-9960-2023-3-292-310.

Возвращаясь к решениям УХУ, следует отметить, что развитие этих технологий зачастую связывают именно с нефтегазовыми компаниями. Так, последние обладают опытом, компетенциями и активами, необходимыми на этапах транспортировки и захоронения CO₂, а также существует потенциальная возможность использования углекислого газа для повышения нефтеотдачи (CO₂-EOR, англ. Enhanced Oil Recovery). По состоянию на 2022 г., 23 из 34 действующих проектов УХУ в мире реализуются при участии нефтегазовых компаний. Данные опции перспективны для традиционных нефтегазовых компаний, так как способны работать с уже образовавшимися выбросами, поддерживая планомерную декарбонизацию нефтегазовых и других отраслей промышленности без радикальных изменений в существующих системах и технологических процессах.

Российские нефтегазовые компании признают необходимость реализации и участия в проектах УХУ, но, в большей степени, на уровне намерений и планов (см. таблицу 4). Самым реалистичным вариантом на сегодня является реализация проектов CO₂-EOR.

Таблица 4 – Анализ направлений развития УХУ российскими нефтегазовыми компаниями

Компания	УХУ, в том числе CO ₂ -EOR (CCS)	Транспорт и хранение (Transport and Storage)	Голубой водород (Blue Hydrogen)	Биоэнергетика с УХУ (BECCS)	Утилизация CO ₂ (CCU)
Газпром	V	-	V	-	-
ЛУКОЙЛ	V	-	V	V	-
Роснефть	V	-	V	-	-
Татнефть	V	-	-	-	-
НОВАТЭК	V	-	-	-	-

Источник: составлено автором.

Реализация технологических цепочек УХУ зачастую подразумевает участие и других компаний, помимо нефтегазовых, что требует построения особых бизнес-моделей реализации таких проектов, определения принципов взаимодействия участников. Самым дорогостоящим этапом является улавливание (до 200 и более долл./т CO₂), и его реализация на объекте-эмитенте может осуществляться в рамках отдельного проекта. Транспортировка и хранение в этом случае обычно реализуются как взаимосвязанные процессы, в рамках другого проекта. В условиях единственного потенциального варианта получения дохода – продажа дополнительного добытого объема нефти при реализации CO₂-EOR – который находится в зоне ответственности нефтегазовой компании, участие последней в проектах УХУ может осуществляться в рамках полного участия во всей технологической цепочке посредством создания консорциума с предприятием-эмитентом и иными участниками либо в виде частичного участия с выделением этапа транспортировки и хранения

в качестве независимого проекта и выстраиванием договорных отношений с компанией-эмитентом по покупке уловленного CO₂.

4. Технико-экономическое обобщение теоретических знаний и практического опыта в области улавливания и хранения углерода можно представить на основе трех групп признаков: 1) базовые, определяющие сущность и основы реализации УХУ (тип проекта, объем мощностей, источник выбросов); 2) технологические, детализирующие конкретные способы, решения и технологии, применяемые на этапах улавливания, транспортировки и хранения; 3) организационно-экономические, уточняющие организационные модели, проектные и стоимостные характеристики таких проектов (стадия проекта, модель финансирования, стоимость адаптации УХУ и др.). Уровень затрат на УХУ по отраслям-адаптерам технологий позволяет условно разделить отрасли на «дорогие» и «дешевые» и определяется набором факторов, идентифицированных для каждого этапа технологической цепочки. Например, затраты на улавливание газа зависят от доступности (применимости) технологий, масштаба мощностей, характеристик газового потока на объекте, стоимости электроэнергии и могут снижаться за счет экономии на масштабе, эффектов обучения и накопления опыта; на этапах транспортировки и хранения затраты определяются удаленностью объектов, существующей инфраструктурой и могут снижаться за счет развития последней, планирования наиболее целесообразных технологических цепочек и др. Управление факторами формирования затрат, а также реализация мер государственного регулирования в условиях ограниченного набора возможных вариантов получения дохода являются ключевыми условиями экономической жизнеспособности проектов, что должно учитываться при их планировании.

Технологические цепочки УХУ могут различаться на уровне входящих в них этапов, участвующих в реализации проектов компаний и отраслей, источников выбросов и мест захоронения и / или способов использования, используемых на разных этапах технологий и решений, и пр. Очевидно, что проекты также будут разниться по целям реализации, объемам мощностей, стоимости реализации конкретных технологических этапов (прежде всего, улавливания) и другим факторам. С научной точки зрения это является предпосылкой для разработки набора признаков, по которым могут быть обобщены доступные теоретические и практические знания об УХУ. В работе выявлены три группы признаков, которые могут служить основой для такого обобщения (см. рисунок 2).

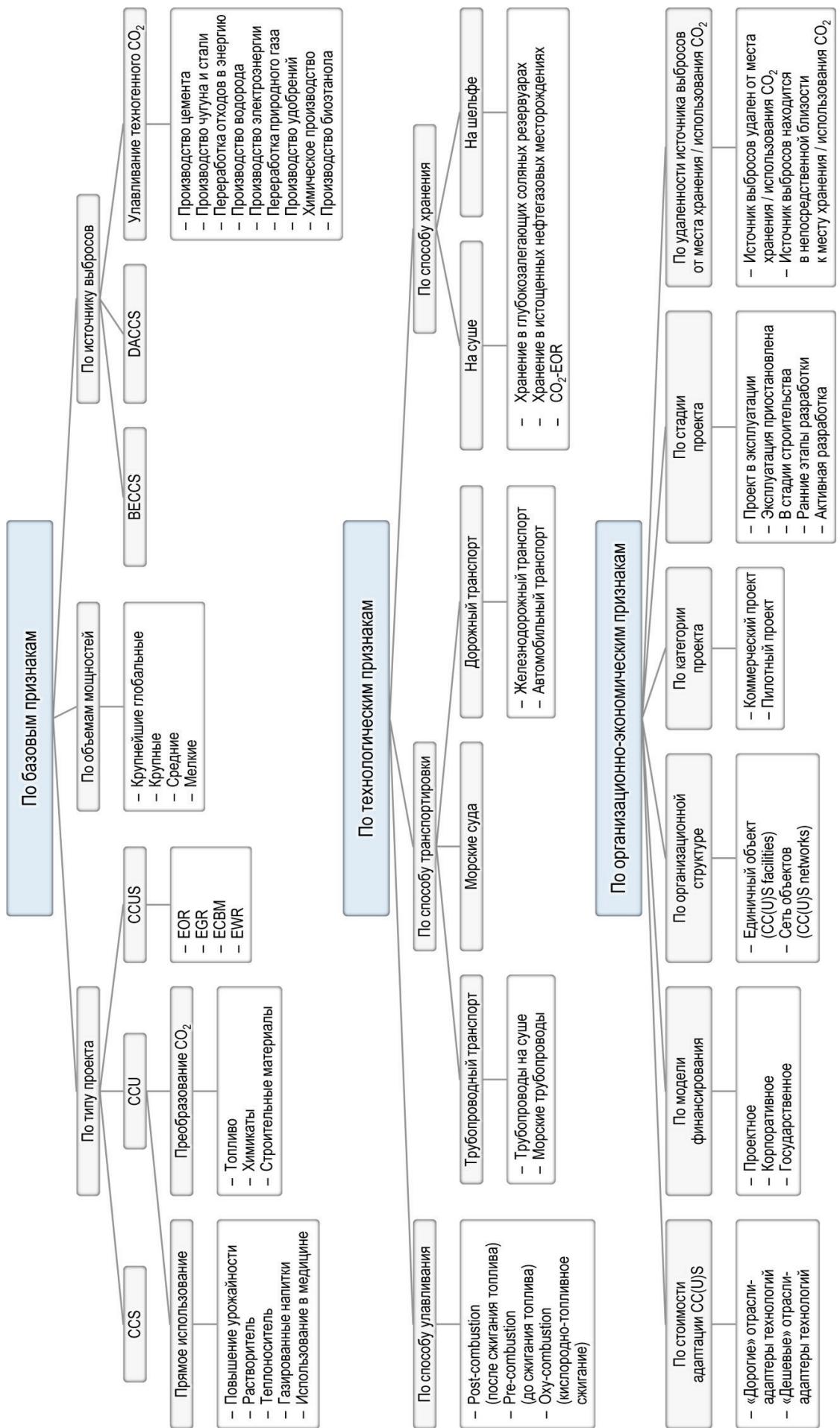


Рисунок 2 – Концептуальное видение технологических цепочек УХУ: технико-экономическое обобщение

Источник: результат представлен в статье автора: Череповицьна А. А., Дорожкина И. П., Костылева В. М. Секвестрация и использование углекислого газа: сущность технологий и подходы к классификации проектов // Экономика промышленности. – 2022. – Т. 15. – № 4. – С. 473–487. – DOI 10.17073/2072-1633-2022-4-473-487.

1) Базовые признаки определяют сущность и основы реализации технологической цепочки УХУ. Данные признаки выделены на основе анализа возможных комбинаций звеньев технологической цепи, доступных способов использования CO₂, а также идентификации источника CO₂ и категоризации проектов в зависимости от мощности.

2) Технологические признаки акцентируют внимание на конкретных способах и технологических решениях, применяемых на этапах всей технологической цепочки. Данные признаки выделены на основе известных этапов, а также анализа возможных способов их реализации с выделением (где применимо) конкретных подходов и технологий.

3) Организационно-экономические признаки определяют способы проектной реализации УХУ и стоимостные характеристики. Данные признаки выделены с ориентацией на теорию проектного управления посредством идентификации известных в теории и мировой практике организационных форм и моделей УХУ, стоимости улавливания газа по отраслям, а также территориального размещения мощностей.

По состоянию на 2023 г., суммарная мощность действующих проектов УХУ в мире составляла до 50 Мт CO₂ в год. По оценкам различных организаций^{16,17,18}, мощности улавливания к 2050 г. должны значительно вырасти. С учетом разницы в представленных оценках в работе составлен консенсус-прогноз развития мощностей УХУ, который показал, что доля таких проектов в глобальной карте декарбонизации при условии достижения нулевых выбросов должна составлять порядка 16 %. Это влечет за собой необходимость существенного увеличения мощностей до 5,8 Гт CO₂ в год к 2050 г. Ключевым сдерживающим фактором для развития УХУ является высокая стоимость всей технологической цепочки, что обуславливает необходимость исследования потенциала сокращения затрат.

Самым дорогим этапом является улавливание газа – до 2/3 от всех совокупных затрат на УХУ. Стоимость улавливания обычно определяется как сумма капитальных и эксплуатационных затрат на 1 т выбросов («выровненные затраты»). В работе предложено условное разделение на «дорогие» и «дешевые» отрасли-адаптеры УХУ (см. рисунок 3) с ориентацией на известные диапазоны затрат в ценах, приведенных к 2019 г. Было выявлено, что оценки относительно возможной стоимости улавливания в «дешевых»

¹⁶ Global Status of CCS 2021 // Global CCS Institute. – 2021. – 79 p. – URL: https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/10/2021-Global-Status-of-CCS-Report_Global_CCS_Institute.pdf (дата обращения: 18.05.2024 г.).

¹⁷ 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: 20.05.2024 г.).

¹⁸ BP Energy Outlook: 2022 edition // BP. – 2022. – 109 p. – URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2022.pdf> (дата обращения: 20.05.2024 г.).

отраслях в различных источниках литературы варьируют меньше, чем те же оценки для «дорогих».

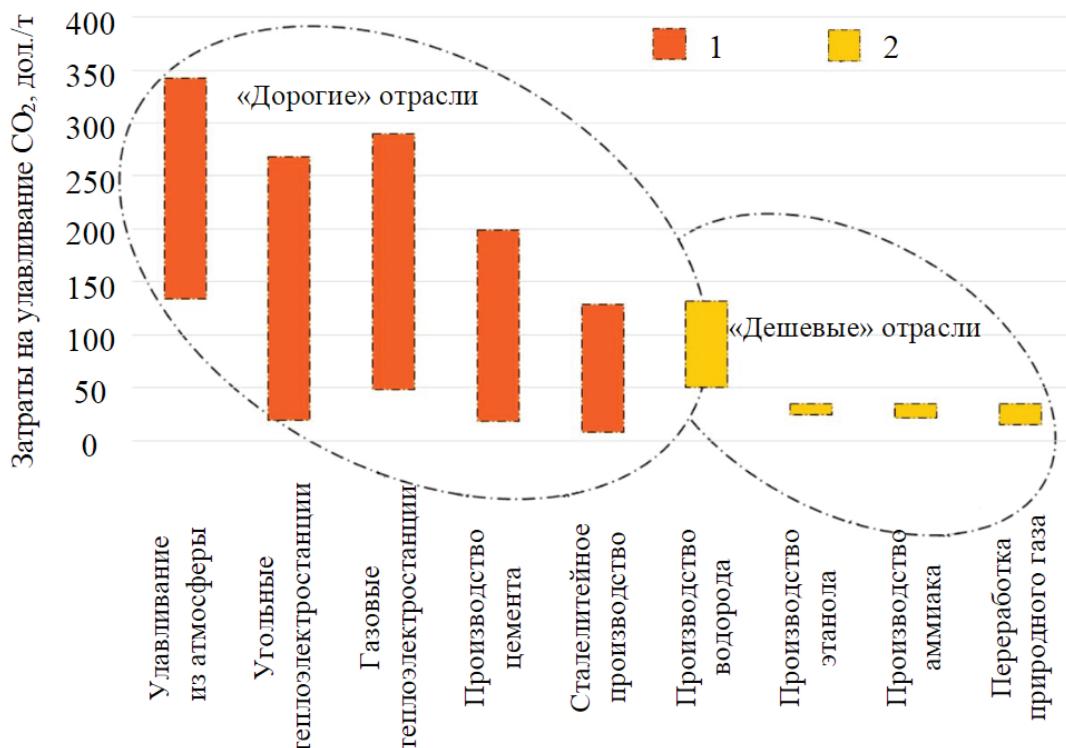


Рисунок 3 – Стоимость улавливания CO₂ (концентрация газа: 1 – низкая; 2 – высокая)
 Источник: ¹⁹

Стоимость транспортировки и хранения углекислого газа будет определяться целым набором условий и факторов, прежде всего, территориальным расположением мощностей, участвующих в технологической цепочке. Стоимость транспортировки существенно зависит от расстояния и доступа к инфраструктуре, а стоимость хранения будет индивидуальной для каждого конкретного хранилища. Иногда определяется суммарная стоимость транспортировки и хранения в расчете на 1 т CO₂: например, норвежский проект Northern Lights, представляющий первую в мире инфраструктуру транспортировки и хранения CO₂ в качестве услуги, предоставляет оценки такой суммарной стоимости в размере 30–45 долл./т CO₂²⁰. Так, с учетом существующей неопределенности в оценках полная технологическая цепочка УХУ может быть реализована в диапазоне затрат от 20 до 200 долл./т CO₂ и выше.

Для каждого этапа технологической цепочки характерен набор факторов, который обуславливает уровень затрат на его реализацию. Также существует ряд возможностей по сокращению затрат в рамках каждого этапа, что определяет потенциал сокращения

¹⁹ Скобелев Д. О., Череповицьна 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.

²⁰ Northern Lights: Accelerating decarbonisation // Northern Lights. – 2022. – URL: <https://norlights.com/> (дата обращения: 27.05.2024 г.).

издержек на весь комплекс УХУ, необходимый для масштабирования таких решений (см. рисунок 4).



Рисунок 4 – Факторы формирования затрат на УХУ

*Источник:*²¹

Комплекс решений по улавливанию и хранению углерода с получением дохода связан косвенно, а в ряде проектов, направленных на геологическое хранение, доходная часть отсутствует. Текущего государственного регулирования, действующего в ряде стран и регионов, недостаточно для обеспечения экономической жизнеспособности проектов. Все это определяет критическую важность формирования и развития соответствующей климатической и экологической промышленной политики для распространения технологий, что будет доказано далее.

5. Реализация технологических цепочек улавливания и хранения углерода возможна в рамках формирования уникальных межотраслевых комплексов, которые представляют собой особый объект управления, а их функционирование осуществляется в рамках конструкций УХУ, определяющими характеристиками которых являются источник CO₂, особенности промышленных и энергетических процессов, уровень развития технологий, а также возможности по утилизации и захоронению углерода. Масштабирование УХУ подвержено трансформации,

²¹ Скобелев Д. О., Череповицьна 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.

что выражается в переходе от конструкций первого поколения к конструкциям второго поколения со смещением от полной технологической цепочки к отделению улавливания от транспортировки и хранения газа, диверсификацией областей применения технологий улавливания, тенденцией к переходу от решений CO₂-EOR (англ. Enhanced Oil Recovery) к специализированным геологическим хранилищам и развитием «открытых» транспортных сетей.

Существуют проекты улавливания и хранения углерода, функционирующие в рамках одной отрасли. Они обычно базируются на объектах по производству водорода и биоэнергетики, а также реализуются в нефтегазовой отрасли²², но являются единичными. В большинстве случаев для реализации полной технологической цепочки задействованы две и более отрасли промышленности, что объясняется необходимостью наличия как объекта-эмитента, так и мощностей по транспорту и хранению и / или утилизации газа. Все это определяет такие технологические цепочки в разряд межотраслевых. В таблице 5 представлены примеры проектов-межотраслевых комплексов УХУ.

Таблица 5 – Проекты-межотраслевые комплексы УХУ на разных стадиях проекта

Проект	Страна	Кол-во отраслей	Категория проекта ²³	Стадия проекта ²⁴	Задействованные отрасли промышленности
Acorn	Велико-британия	2	Крупнейший глобальный	Ранние этапы разработки	Нефтегазовая, производство водорода
ACTL	Канада	2	Крупный	В эксплуатации	Нефтегазовая, химическое производство
Zero Carbon Humber	Велико-британия	4	Крупнейший глобальный	Н/д	Химическое производство, производство чугуна и стали, производство цемента, энергетическая

Источник: Дорожкина И. П., Череповицьна А. А. Комплекс технологий улавливания, хранения и использования CO₂: теория и практика организационных форм реализации // Модели, системы, сети в экономике, технике, природе и обществе. – 2023. – № 3. – С. 38–52. – DOI: 10.21685/2227-8486-2023-3-3.

В масштабах одной отрасли чаще реализуются мелкие и средние проекты УХУ (например, проект ПАО «Газпром нефть» на месторождении Русанда в Сербии), предполагающие использование и / или захоронение уловленного CO₂ «на месте». Крупные и крупнейшие глобальные проекты, как правило, объединяют производственные объекты, функционирующие в двух отраслях промышленности и более, не связанных между собой (например, отрасли по производству цемента и удобрений). Это позволяет сформулировать идею о том, что технологические цепочки УХУ межотраслевого характера требуют особых

²² CCS Facilities Database // Global CCS institute. – 2023. – URL: <https://co2re.co/FacilityData> (дата обращения: 04.03.2024 г.).

²³ Согласно классификации, разработанной Глобальным институтом CCS.

²⁴ То же.

подходов к организации и управлению ими. Состав технологической цепочки, ключевые участники, технологическая и инфраструктурная обеспеченность проекта, специфика сложного межотраслевого взаимодействия, а также уникальный характер проекта в каждом конкретном случае должны учитываться при планировании и реализации полномасштабных проектов в России.

В мировой практике сложился ряд конструкций реализации УХУ, которая получается в результате вариативных изменений в рамках базовой технологической цепочки «улавливание – транспорт – хранение». Изменения могут происходить под воздействием таких факторов, как источник CO₂, особенности промышленных и энергетических процессов, развитие новых технологий, а также рост возможностей по утилизации и захоронению газа, что, в конечном счете, определяет особенности технологических цепочек УХУ. При этом масштабирование УХУ связано с рядом преобразований, основные из которых представлены ниже.

1) Диверсифицируются источники областей применения технологий улавливания как в сторону DAC (англ. Direct Air Capturing; с 1 действующего проекта по состоянию на 2023 г. до 4 проектов к 2025 г.), так и в сторону масштабирования улавливания в традиционных, трудно декарбонизируемых секторах (производство чугуна и стали, цементная промышленность). Так, на сегодня улавливание в цементной отрасли не осуществляется в промышленных масштабах, а к 2028 г. таких проектов в мире должно быть несколько с общей мощностью около 5 млн т CO₂ в год.

2) Изменяется объект хранения углекислого газа – от нефтяных месторождений (CO₂-EOR) к специализированным геологическим хранилищам. По состоянию на 2023 г., около 75 % мощностей хранения по миру реализовывалось через CO₂-EOR, и именно эти решения долгое время признавались обязательной частью реализации проектов на коммерческой основе. Однако проекты CO₂-EOR имеют ограниченный потенциал развития в силу территориальной зависимости от нефтегазовых месторождений, отсутствия спроса на CO₂ со стороны нефтегазовых компаний, ограниченных объемов закачки газа для повышения нефтеотдачи и пр. Смещение в сторону геологического хранения является следствием реализации соответствующей климатической политики, укрепления роли УХУ в общей карте декарбонизации по миру, развития технологий улавливания и законодательной базы по хранению CO₂ под землей. Так, из 26 проектов на стадии строительства с вводом в эксплуатацию в ближайшие 3–5 лет более 20 базируются на геологическом хранении, и далее эта тенденция будет только укрепляться. Все это, в конечном счете, в будущем ослабит роль нефтегазовых компаний в развитии УХУ.

3) Появляются новые и совершенствующиеся действующие модели ведения бизнеса по обращению с углекислым газом, в том числе в силу обозначенных выше преобразований. Из основных можно отметить активное развитие проектов по транспортировке и хранению CO₂ – формирование так называемых «открытых» транспортных сетей, предоставляющих услуги предприятиям-эмитентам по транспортировке, захоронению углекислого газа и последующему мониторингу хранилищ. Такие бизнес-модели сформировали тенденцию по отделению проектов по улавливанию газа от комплекса работ по транспорту и хранению. В случае реализации заявленных планов в ближайшие 10 лет таких проектов будет насчитываться десятки по миру.

Обсужденные выше преобразования предполагают постепенную трансформацию и переход от конструкций УХУ первого поколения к конструкциям УХУ второго поколения. К первым можно отнести реализацию улавливания и хранения углекислого газа на мощностях по подготовке природного газа, производству водорода и удобрений, на объектах энергетики. Вторые представлены реализацией УХУ в трудно декарбонизируемых секторах, BECCS (англ. Biomass to Power and Heat, Biorefinery) на объектах биоэнергетики, DAC и проектами по транспорту и хранению газа.

В качестве примера в таблице 6 представлены характеристики конструкций УХУ первого поколения (на угольных электростанциях) и второго поколения (на мощностях биоэнергетики / биопереработки) с оценкой их применимости в России.

Проведенная оценка применимости конструкций в России показала, что актуальными и возможными к реализации являются конструкции первого поколения, ориентированные на интеграцию УХУ на СПГ-производствах, угольных электростанциях, а также нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводах, но масштабирование первой ограничено, с использованием CO₂-EOR. Данные выводы будут использованы при дальнейшем концептуальном моделировании технологических цепочек УХУ с их экономической оценкой.

Таблица 6 – Ключевые характеристики конструкций УХУ²⁵

Ключевой фактор для реализации конструкции	Характеристика в части образования CO ₂	Отрасль реализации	Вид улавливания (основной)	Примеры проектов, решения по утилизации / хранению	Примечание	Применимость в России
Технологический процесс производства энергии из угля	Образование CO ₂ в процессе сжигания угля	Производство энергии (уголь) (power generation and heat)	Улавливание после сжигания (post-combustion)	- Petra Nova (США), EOR; - China National Energy Guohua Jinjie (Китай), EOR / геологическое хранение	Актуальна в регионах с высокой долей угля в генерации электроэнергии	Высокий потенциал сегодня и в долгосрочной перспективе
Процесс (в том числе технологический) получения энергии / топлива из биомассы	Образование CO ₂ в процессе сжигания / преобразования биомассы	Биоэнергетика (BECCS) / биопереработка (Biorefinery)	При сжигании – улавливание после сжигания (post-combustion); при преобразовании – улавливание не требуется	- ADM Illinois Industrial (США), геологическое хранение; - Bonanza Bio-Energy (США), EOR; - Arkalon (США), EOR	Мощности сосредоточены в США. Актуальна в регионах с высокой степенью обеспеченности земельными и водными ресурсами, удобрениями.	Низкий потенциал сегодня и высокий в долгосрочной перспективе

Источник: составлено автором.

6. Промышленный сектор, экономика и территория России в целом обладают рядом благоприятных предпосылок для развития УХУ, а именно: характеризуются существенными объемами выбросов ПГ, большими мощностями доступных для размещения CO₂ потенциальных хранилищ, доминирующей ролью ископаемых видов топлива в экономике, традиционным характером энергетических и промышленных мощностей, развитой нефтегазовой отраслью. Все это определяет потенциально благоприятные условия и высокую степень заинтересованности промышленных компаний и государства в снижении выбросов ПГ без существенного изменения базовых промышленных процессов и мощностей. При условии создания определенной институциональной среды на начальных этапах развития целесообразно улавливать углекислый газ на традиционных энергетических и нефтегазовых объектах и использовать его для повышения нефтеотдачи с последующим долгосрочным

²⁵ Фрагмент, полная версия представлена в диссертационной работе.

хранением под землей. При этом компоненты, определяющие долгосрочное развитие УХУ в России, можно определить в четыре группы – это 1) стоимость улавливания углекислого газа, 2) транспортная инфраструктура, 3) инфраструктура хранения, 4) государственное регулирование.

Несмотря на то что действующих проектов УХУ в России нет, страна обладает серьезным потенциалом для реализации таких инициатив с организационно-экономической точки зрения (см. таблицу 7).

Таблица 7 – Оценка условий для развития УХУ в России

Параметр	Значение	Направление развития
Существенные объемы выбросов ПГ (2,1–2,2 млрд т CO ₂ -экв. на 2020–2021 гг., из них энергетика – 78 %, промышленность – 12 %)	Определяют высокую степень заинтересованности в решениях по сокращению выбросов ПГ, в том числе в части УХУ	Создание общероссийской базы крупных компаний-эмитентов ПГ; совершенствование подходов и конкретных решений в области инвентаризации выбросов ПГ
Большие объемы доступных для размещения CO ₂ хранилищ (по оценкам Госкомиссии по запасам полезных ископаемых, до 4,6 Гт CO ₂)	Определяют благоприятные потенциальные условия для реализации УХУ с точки зрения обеспечения долгосрочного хранения углекислого газа под землей	Проведение комплекса масштабных дорогостоящих работ по изучению потенциальных хранилищ; создание общероссийской базы месторождений, подходящих для долгосрочного хранения CO ₂
Традиционный характер энергетических и промышленных мощностей	Определяют высокую степень заинтересованности в решениях по сокращению выбросов ПГ, доступных для внедрения без ущерба для их основной деятельности	Создание площадок и механизмов для выстраивания взаимоотношений между ключевыми участниками; разработка организационно-экономических основ для интеграции УХУ на новых и действующих мощностях
Развитая нефтегазовая отрасль	Определяет пул накопленных компетенций по обращению с CO ₂ на этапах транспортировки, использования и хранения (CO ₂ -EOR), а также потенциальный спрос на CO ₂ со стороны нефтегазовых компаний и доступ к инфраструктуре	Выстраивание технологических цепочек УХУ при участии / на базе нефтегазовых компаний и производств с развитием и совершенствованием форм ее реализации и договорных отношений между участниками

Источник: составлено автором.

Однако потенциально благоприятных условий, обсужденных в таблице, недостаточно для развития и масштабирования технологических цепочек УХУ; последние требуют особых условий и среды для того, чтобы быть экономически жизнеспособными, что обуславливает

необходимость развития соответствующих мер государственного регулирования. Первоочередное развитие УХУ в России целесообразно осуществлять в экономически развитых нефтепромышленных регионах на базе / при участии крупных нефтегазовых компаний и крупных компаний-эмитентов ПГ с максимально возможной реализацией решений CO₂-EOR. Критические стратегические компоненты для развития УХУ в России можно разделить на четыре группы, представленные ниже.

- 1) Стоимость улавливания углекислого газа. Снижение затрат на данном этапе является важнейшим экономическим условием использования технологий улавливания в промышленном масштабе. Проведенные автором исследования показали, что стоимость улавливания газа в России в текущих условиях очень высокая – порядка 16 500 руб./т CO₂ и более. Снижение затрат может произойти по двум основным причинам – как результат накопления опыта, а также новых исследований и разработок. Самые первые мощности улавливания в России будут самыми дорогими. По мере ввода новых установок затраты будут снижаться, поскольку опыт первых проектов обеспечивает следующие объекты знаниями о том, как улучшить все процессы – от концепции до вывода объектов на полную мощность. В России существует ряд наработок по различным решениям в области улавливания, но технологии не используются в промышленных масштабах, не масштабированы и энергозатратны.
- 2) Транспортная инфраструктура. Такая инфраструктура является неотъемлемой частью функционирования технологической цепочки улавливания и хранения углерода, и самым вероятным способом транспортировки газа в условиях России является трубопровод. По общим оценкам экспертов, стоимость строительства трубопровода в России составляет до 1 млн долл./км²⁶. Проведенные автором исследования показали, что такая стоимость может быть конкурентоспособной и составляет порядка 10–50 млн руб./км для разных условий. При планировании транспортных сетей в России необходимо фокусироваться на регионах, где УХУ потенциально может масштабироваться, с созданием резерва транспортных мощностей, который позволит в будущем вводить в эксплуатацию дополнительные объекты улавливания с минимальными затратами. Кроме того, следует рассмотреть возможность создания частично «открытых» транспортных сетей с целью «сдачи» углекислого газа для последующей транспортировки и хранения для эмитентов и предоставления услуги по транспорту и хранению для компаний-инициаторов таких проектов.
- 3) Инфраструктура хранения. Доступность и изученность такой инфраструктуры – одна из главных обязательных составляющих технологических цепочек УХУ.

²⁶ Bazhenov S., Chuboksalov V., Maximov A., Zhdaneev O. Technical and economic prospects of CCUS projects in Russia // Sustainable Materials and Technologies. – 2022. – Vol. 33: e00452. – DOI: 10.1016/j.susmat.2022.e00452.

В России разрабатываются первые нормативно-правовые документы, регламентирующие вопросы хранения углекислого газа²⁷. Вместе с тем, для развития данного направления необходимы специальные государственные программы. Глубокому изучению должны подвергаться как потенциальные хранилища, так и сам процесс секвестрации больших объемов углекислого газа под землей с последующей оценкой его безопасности и стоимости.

4) Государственное регулирование. Регулирование и поддержка на уровне государства являются базовыми условиями для развития УХУ, что подтверждается мировым опытом, и могут достаточно серьезно сдерживать или ускорять развитие данного комплекса технологий в рамках реализации климатической политики.

7. Необходимым и наиболее вероятным сценарием при развитии технологических цепочек улавливания и хранения углерода в промышленном и энергетическом секторах России является ориентация на конструкции УХУ первого поколения и их элементы с реализацией технологий улавливания углекислого газа на угольных электростанциях, а также формированием полных технологических цепочек в экономически развитых нефтепромышленных регионах с улавливанием углекислого газа на нескольких источниках выбросов вблизи нефтегазовых месторождений, пригодных для CO₂-EOR. При этом улавливание углекислого газа связано с высокими затратами (порядка 16 775 руб. за 1 т CO₂ для рассмотренной в работе угольной электростанции), а проекты УХУ с использованием CO₂ для повышения нефтеотдачи не являются экономически эффективными, что требует развития соответствующих мер государственного регулирования.

Энергетические объекты являются крупнейшими стационарными источниками выбросов ПГ в мире, а теплоэлектростанции, работающие на угле, ответственны примерно за 40–45 % от общих выбросов энергетики²⁸. На угольные электростанции приходится около 14 % от общего объема производства электроэнергии (э/э) в России²⁹; зачастую они являются единственными мощностями в отдаленных регионах, и УХУ может стать основным доступным вариантом снижения выбросов ПГ. С учетом того, что регионы Арктики наиболее чувствительны к глобальным климатическим изменениям, в качестве модельного объекта для оценки затрат на улавливание выбрана Апатитская ТЭЦ в Мурманской области. Основные исходные и расчетные данные представлены в таблице 8.

²⁷ Например, проект Методических рекомендаций по обоснованию пригодности участков недр для строительства и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добывчей полезных ископаемых, с целью размещения углекислого газа.

²⁸ Global Energy Review: CO₂ Emissions in 2021. Global emissions rebound sharply to highest ever level // IEA. – 2021. – 14 p. – URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/c3086240-732b-4f6a-89d7-db01be018f5e/GlobalEnergyReviewCO2Emissionsin2021.pdf> (дата обращения: 24.02.2024 г.).

²⁹ Electricity Data Explorer // Ember. – 2022. – URL: <https://ember-climate.org/data/data-explorer/> (дата обращения: 24.02.2024 г.).

Таблица 8 – Данные для оценки затрат по кейсу 1 (Апатитская ТЭЦ)

Показатель	Ед. изм.	Значение	Источник
Установленная мощность ТЭЦ	МВт	230	³⁰
Годовая выходная мощность – выработка э/э	млн кВт·ч	449,6	
Средняя норма выбросов	кг/кВт·ч	1,28	
Годовой объем выбросов	тыс. т/год	575	Расчетное значение
Способ улавливания	–	«после сжигания»	³²
Коэффициент улавливания	%	90	³³
Масса предотвращенных выбросов	тыс. т/год	518	Расчетное значение
Потребление э/э установкой улавливания	кВт·ч/кг СО ₂	0,31	³⁴
Конечный выпуск э/э	млн кВт·ч	289	Расчетное значение
Цена угля	руб./т	1875	³⁵
Цена электричества	руб./МВт·ч	758,7	³⁶

Источник: составлено автором.

Для определения капитальных затрат использовалась формула Ленца, учитывающая мощность рассматриваемого объекта при оценке его капитальной стоимости. Для станции мощностью 518 тыс. т СО₂ в год расчетная величина капитальных затрат – 42 430 млн руб.; эксплуатационные неэнергетические затраты – 1 695 млн руб., энергетические – 154 млн руб. в год. Стоимостная оценка (формула (1)) была основана на расчете увеличения нормированной стоимости э/э (англ. Levelized Cost of Energy, LCOE):

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

³⁰ Производство электрической энергии // ТГК-1. – 2022. – URL: <https://www.tgc1.ru/production/electricity-production/> (дата обращения: 22.02.2024 г.).

³¹ 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.

³² 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 г.).

³³ Lockwood T. A review of cost estimates for carbon capture and storage in the power sector // International Centre for Sustainable Carbon. – 2021. – 72 p. – URL: <https://www.sustainable-carbon.org/report/a-review-of-cost-estimates-for-carbon-capture-and-storage-in-the-power-sector/> (дата обращения: 24.02.2024 г.).

³⁴ Grol E. Carbon Capture Retrofit. Analyses // National Energy Technology Laboratory. – 2017. – 32 p. – URL: https://www.netl.doe.gov/projects/files/CarbonCaptureRetrofitAnalysisPresentation_080917.pdf (дата обращения: 24.02.2024 г.).

³⁵ Мировой и российский рынок энергетического угля // Neft Research. – 2023. – 8 с. – URL: <https://neftresearch.ru/wp-content/uploads/2024/01/5neft-research.-global-and-russian-coal-markets.-forecast.pdf> (дата обращения: 25.02.2024 г.).

³⁶ О внесении изменений в постановление Комитета по тарифному регулированию Мурманской области от 18.11.2022 г. № 44/66 в связи с корректировкой тарифов, ранее установленных ПАО "ТГК-1" на 2024 г.: Постановление Комитета по тарифному регулированию Мурманской области от 18.12.2023 г. № 49/13 // Официальный интернет-портал правовой информации. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/document/5101202312200009?index=8> (дата обращения: 22.03.2024 г.).

где I_i – годовые инвестиции в улавливание, ден. ед.; \mathcal{E}_i – годовые эксплуатационные расходы на улавливание, ден. ед.; T_i – расходы на топливо, ден. ед.; O_i – годовой объем электричества, произведенного и проданного, МВт; i – расчетное количество лет реализации проекта, лет; r – ставка дисконтирования, %.

Увеличение показателя $LCOE$ при учете только электрической энергии для условий Апатитской ТЭЦ составит 27,2 руб. на производство 1 кВт·ч э/э, а при учете электрической и тепловой – 3,89 руб. на производство 1 кВт·ч-экв. энергии. При средней стоимости 2–4 руб./кВт·ч для населения и 5–6 руб./кВт·ч для предприятий в регионе, такое увеличение после внедрения системы улавливания является существенным, что не позволяет включить эти затраты в стоимость энергии.

Стоимость предотвращения попадания в атмосферу 1 т выбросов CO_2 можно определить по формуле (2):

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

где $(LCOKM)_{CCS}$ – нормированная стоимость единицы продукции с улавливанием; $(LCOKM)_{ref}$ – нормированная стоимость единицы продукции без улавливания; $(\text{тонн}_{\text{CO}_2}/\text{ед}_{\text{пр}})_{ref}$ – количество выбросов CO_2 на единицу продукции без улавливания, тонн; $(\text{тонн}_{\text{CO}_2}/\text{ед}_{\text{пр}})_{CCS}$ – количество выбросов CO_2 на единицу продукции с улавливанием, тонн.

Расчетный показатель стоимости 1 т уловленного CO_2 для Апатитской ТЭЦ является высоким – 16 775 руб. (197 долл.), сравнение с аналогами представлено на рисунке 5.

Единичные проекты улавливания в регионе без последующего использования CO_2 характеризуются высокой стоимостью 1 т предотвращенных выбросов, в этой связи в работе также смоделирована межотраслевая цепочка УХУ с использованием уловленного углекислого газа для CO_2 -EOR.

Наиболее привлекательной с точки зрения наличия подходящих месторождений и крупных эмитентов представляется Волго-Уральская нефтегазоносная провинция. Моделируемая цепочка УХУ с улавливанием газа на ГРЭС и нефтеперерабатывающем заводе (НПЗ) представлена на рисунке 6. Для условий модели предлагается суммарное улавливание в объеме 1,12 млн т CO_2 в год.

Капитальные затраты на этап улавливания составили 70 185 млн руб., на этап транспортировки – 6 611 млн руб. Годовые эксплуатационные затраты на улавливание – 4 567 и 331 млн руб. для ГРЭС и НПЗ соответственно, на транспорт – 661 млн руб. в год. Проведенные исследования показали, что отношение массы дополнительной добычи нефти к закачиваемому CO_2 для усредненных условий рассматриваемого месторождения может

составлять от 0,28 т/т (сценарий "min") до 0,35 т/т (сценарий "max"). Расчет проведен по двум вариантам, проект по обоим вариантам не окупается (см. рисунок 7).

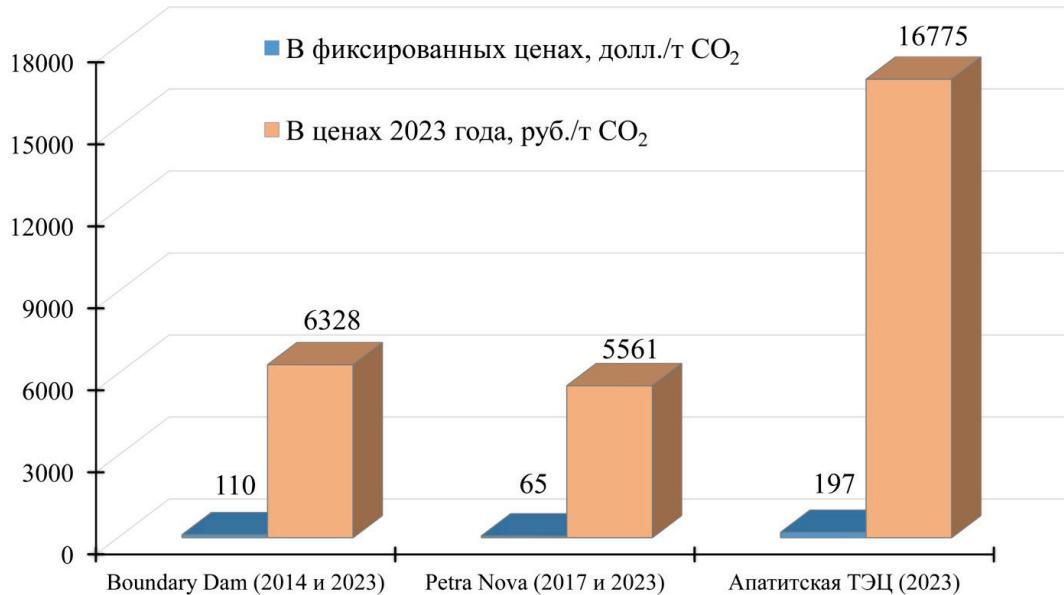


Рисунок 5 – Стоимость улавливания CO₂ на Апатитской ТЭЦ и объектах-аналогах
Источник: составлено автором.

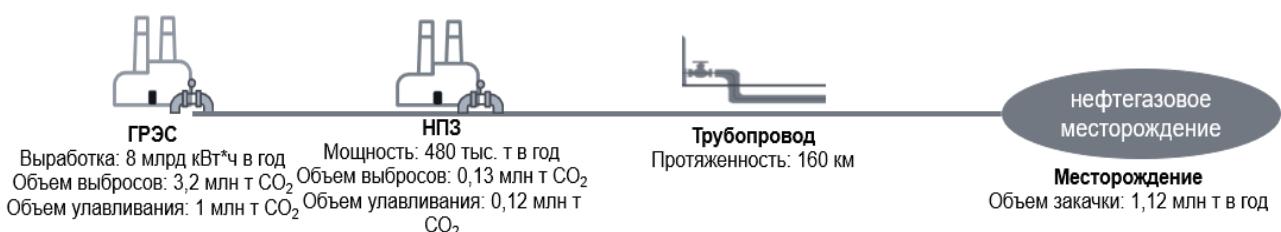


Рисунок 6 – Межотраслевая цепочка УХУ по кейсу 2 (полная цепочка с CO₂-EOR)
Источник: ³⁷.

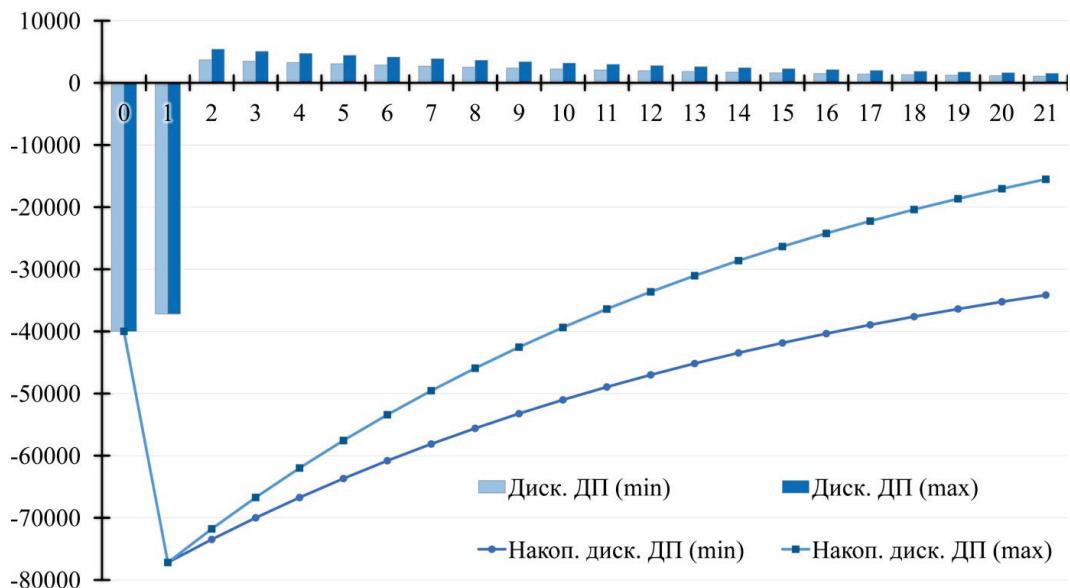


Рисунок 7 – Дисконтируированный денежный поток при сценариях “min” и “max”
Источник: составлено автором.

³⁷ Череповицына А. А., Череповицын А. Е., Кузнецова Е. А. Проекты улавливания, хранения и использования CO₂ и их экономическая целесообразность // Журнал «ЭКО». – 2024. – Т. 54. – № 1. – С. 117–131. – DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2024-1-117-131.

Проведенный в исследовании анализ чувствительности показал, что рассматриваемый проект закачки СО₂ в пласт для повышения нефтеотдачи в большей степени восприимчив к изменению цены на нефть и капитальных затрат. При увеличении первой на 15 % и более проект окупается, но данный фактор не может рассматриваться как управляемый. Для обеспечения экономической жизнеспособности таких проектов необходимо снижать затраты, но снижение должно быть существенным: на примере рассматриваемого кейса – 20 % и более, чтобы проект приблизился к окупаемости. Это требует системной работы по развитию технологий, вводу ряда объектов для накопления опыта и пр. На текущем этапе критически значимым фактором для развития технологий и проектов УХУ в России является разработка и реализация соответствующей государственной политики.

8. Для реализации первых проектов улавливания и хранения углерода в России необходимо поступательное развитие общих обязательных мер регулирующего характера (налог на выбросы ПГ) и специфических мер направленного действия стимулирующего характера («контракты на разницу», налоговая льгота «45Q»). Впервые в работе доказано, что экономическую жизнеспособность УХУ могут обеспечить специфические меры, направленные на снижение затрат и поддержку доходов, но их реализация требует существенных расходов со стороны государства. Например, применение механизма «контракты на разницу» только для одной угольной электростанции будет обходиться государству в 7,9 млрд руб. в год, а необходимый объем субсидирования всех угольных электростанций в России в случае оснащения их установками улавливания может составить порядка 583 млрд руб. в год. В рамках совершенствования подходов к планированию деятельности по снижению выбросов ПГ целесообразно разграничить развитие государственной климатической и экологической промышленной политики на упомянутые два направления, где общие обязательные меры определяют минимальную ответственность по управлению выбросами ПГ, поддерживая общую позицию по обеспечению вклада в решение климатических задач на уровне государства, а упомянутые специфические меры стимулируют развитие именно комплекса технологий УХУ.

Проведенные исследования подтвердили, что проекты УХУ связаны с высокими затратами на их реализацию и не являются экономически эффективными в текущих условиях. Все это обосновывает необходимость развития соответствующих мер государственного регулирования, что также подтверждается мировым опытом.

В США реализация проектов частично окупается за счет использования уловленного углекислого газа для повышения нефтеотдачи³⁸. В стране действует специализированная налоговая льгота на утилизацию и хранение CO₂ – «45Q» (англ. The 45Q Tax Credit), которая обычно работает в сочетании с другими мерами (различные стандарты, грантовые и кредитные программы и др.) на уровне страны и отдельных штатов. С 2021 г. в Китае действует система торговли выбросами (англ. ETS – Emission Trading Scheme), которая на сегодня представляет собой основной экономический механизм развития низкоуглеродных проектов. Вместе с тем, несмотря на функционирование упомянутой системы и ряда программ поддержки УХУ, низкая цена углерода (менее 10 долл./т) и отсутствие специфических мер направленного действия не позволяют стимулировать развитие УХУ на коммерческой основе. В странах Европы главным экономическим стимулом для развития УХУ является европейская система торговли выбросами (англ. EU ETS – EU Emissions Trading System), где полученные от ее действия средства распределяются в Инновационный фонд (англ. The Innovation Fund), оказывающий прямую поддержку низкоуглеродным проектам. Показательным является опыт Норвегии: в стране достаточно высокий налог на углерод позволил еще в конце XX в. начать реализацию коммерческих проектов улавливания и хранения углерода. В европейских странах также развито программенно-целевое финансирование УХУ, реализуются грантовые программы, программы финансирования развития транспортной и инфраструктуры хранения, а также проектов по улавливанию техногенного CO₂. Распространены такие механизмы поддержки, как «контракты на разницу» (англ. Contracts for Difference – CfD) и «льготные тарифы» (англ. Feed-in-Tariff, FIT), в том числе применительно к УХУ. Так, в странах с действующими мощностями УХУ формируется институциональная среда с различными механизмами регулирования и поддержки низкоуглеродной деятельности, в том числе в части улавливания и хранения углерода. Такие механизмы отличаются характером и направленностью действия, уровнем развитости и эффективности, степенью специфики и распространенности, а также принципами работы, лежащими в их основе. Можно заключить, что проводимая политика характеризуется системностью и комплексностью.

Как уже отмечено, в России действующие мощности по улавливанию и хранению углерода отсутствуют. В 2021 г. были приняты Стратегия социально-экономического развития РФ с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г., ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов», в 2022 г. – ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации» (квотирование

³⁸ Carbon Capture and Storage in the United States // Congressional Budget Office. – 2023. – 31 р. – URL: <https://www.cbo.gov/system/files/2023-12/59345-carbon-capture-storage.pdf> (дата обращения: 22.12.2023 г.).

выбросов ПГ на территории Сахалинской области). Важность климатической политики признается на государственном уровне, предпринимаются первые шаги в данном направлении. Однако в части УХУ такая политика находится на самых начальных стадиях развития, но именно она является ключевым условием экономической жизнеспособности проектов.

В таблице 9 представлены основные возможные направления обеспечения экономической жизнеспособности УХУ.

Таблица 9 – Варианты обеспечения экономической жизнеспособности проектов УХУ

Вариант	Статус для кейса 1	Статус для кейса 2	Рекомендации для развития в России
Снижение уровня капитальных затрат	Невозможно; в силу отсутствия действующих проектов использованы данные объектов-аналогов и расчетные данные		Развитие технологий улавливания. Модуляризация. Применение технологий улавливания на объектах большей мощности. Накопление опыта
Включение затрат на улавливание CO ₂ в цену основной продукции	Невозможно, так как затраты на улавливание (3,89 руб./кВт·ч) приведут к повышению цены на э/э примерно в 2 раза	Не применимо	Развитие технологий, позволяющих снижать уровень затрат на установки улавливания и их энергообеспечение. Развитие инструментов, позволяющих «выравнивать» затраты, – например, «контракты на разницу» и «льготные тарифы»
Продажа уловленного CO ₂	Отсутствие спроса. Отсутствие транспортных сетей. Отсутствие нефтегазовых месторождений в регионе (для CO ₂ -EOR)	Не применимо – используется форма организации консорциума	Стимулирование спроса на CO ₂ со стороны нефтегазовых компаний (например, аналог «45Q»). Развитие «открытых» транспортных сетей CO ₂ . Улавливание газа на энергетических и промышленных объектах, приближенных к нефтегазовым месторождениям
Экономия по налогу на выбросы	Недоступно в настоящее время; может быть учтено в условиях модели		Планомерное развитие и введение углеродного регулирования с количественными ограничениями на выбросы ПГ, включая систему санкций и рыночный компонент
Участие в углеродном рынке	Недоступно в настоящее время; может быть учтено в условиях модели		Планомерное развитие и введение системы торговли выбросами (ETS) в качестве экономического механизма развития УХУ (возможно с распространением действия на угольные и газовые электростанции)
Получение господдержки	Недоступно в настоящее время; может быть учтено в условиях модели		Развитие системы мер государственной поддержки УХУ на всех стадиях

Источник: составлено автором.

Наиболее распространенными мерами общего характера выступает налог на выбросы ПГ, специфического характера применительно к объектам энергетики – «контракты на разницу» и «льготные тарифы», применительно к нефтегазовым объектам – налоговая льгота «45Q».

Проведенные автором исследования показали, что применение механизма «контракты на разницу» к кейсу 1 по Апатитской ТЭЦ будет обходиться государству в 7,9 млрд руб. в год. В 2023 г. выработка э/э в России на угольных электростанциях составляла около 150 млрд кВт·ч с общим объемом выбросов порядка 190 млн т в год. Укрупненно можно оценить, что необходимый объем субсидирования угольных электростанций-адаптеров УХУ в России будет составлять примерно 583 млрд руб. с объемом предотвращенных выбросов 172 млн т в год – это около 6 % выбросов от совокупных общероссийских.

В случае действия налога на выбросы (ставка 1000 руб./т³⁹) изменение затрат за счет экономии на налоге будет незначительным (см. рисунок 8): *LCOE* снизится с 3,89 руб./кВт·ч до 3,64 руб./кВт·ч, стоимость 1 т предотвращенных выбросов – с 16 775 руб. до 15 687 руб., что не позволяет определить эту меру в разряд действенных. Для окупаемости проекта ставка налога на выбросы ПГ должна вырасти примерно до 16 800 руб. за 1 т CO₂, что на сегодня не представляется возможным.

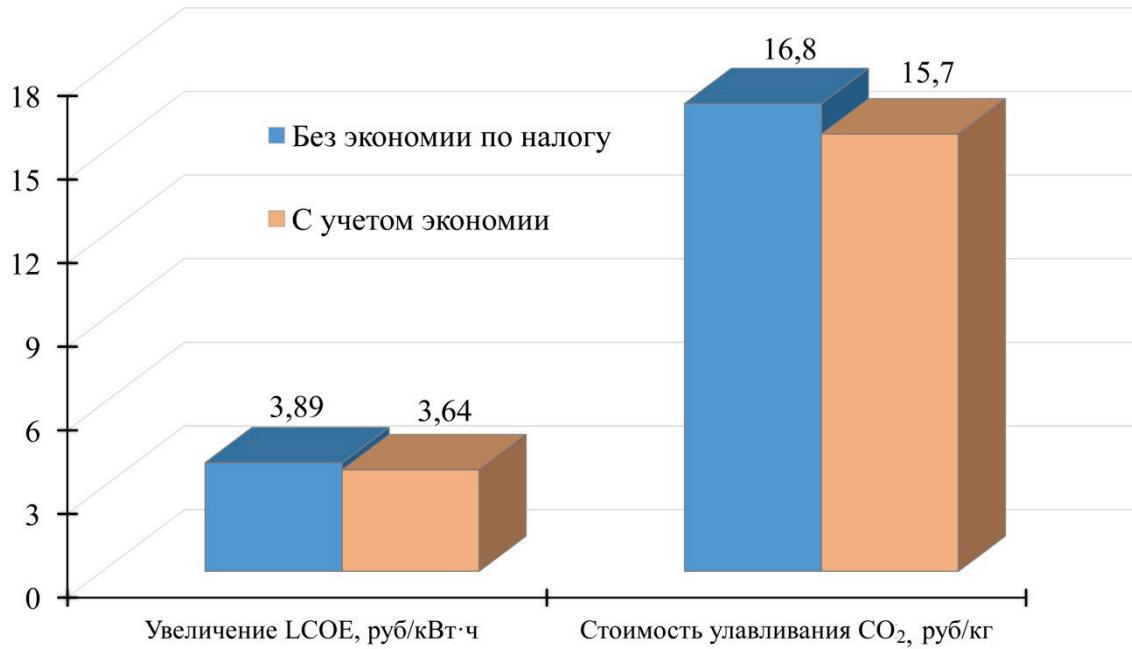


Рисунок 8 – Изменение стоимости электроэнергии и улавливания CO₂
на Апатитской ТЭЦ при экономии по налогу на выбросы ПГ
Источник: составлено автором.

³⁹ 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 г.).

Таким образом, «контракты на разницу» могут обеспечить экономическую жизнеспособность проекта улавливания, но требуют существенных затрат государства, а действие налога на выбросы ПГ при рассмотренной ставке не способно существенно повлиять на экономику такого проекта.

Аналогичный расчет с учетом возможного действия налога на выбросы ПГ был проведен к кейсу 2 (полная цепочка с CO₂-EOR) при среднем отношении массы дополнительной добычи нефти к закачиваемому в пласт CO₂ (сценарий «налог»). Расчет показал, что потенциальная экономия на налоге не позволит стать проекту окупаемым. В связи с этим, был также рассмотрен сценарий «45Q» (см. рисунок 9).

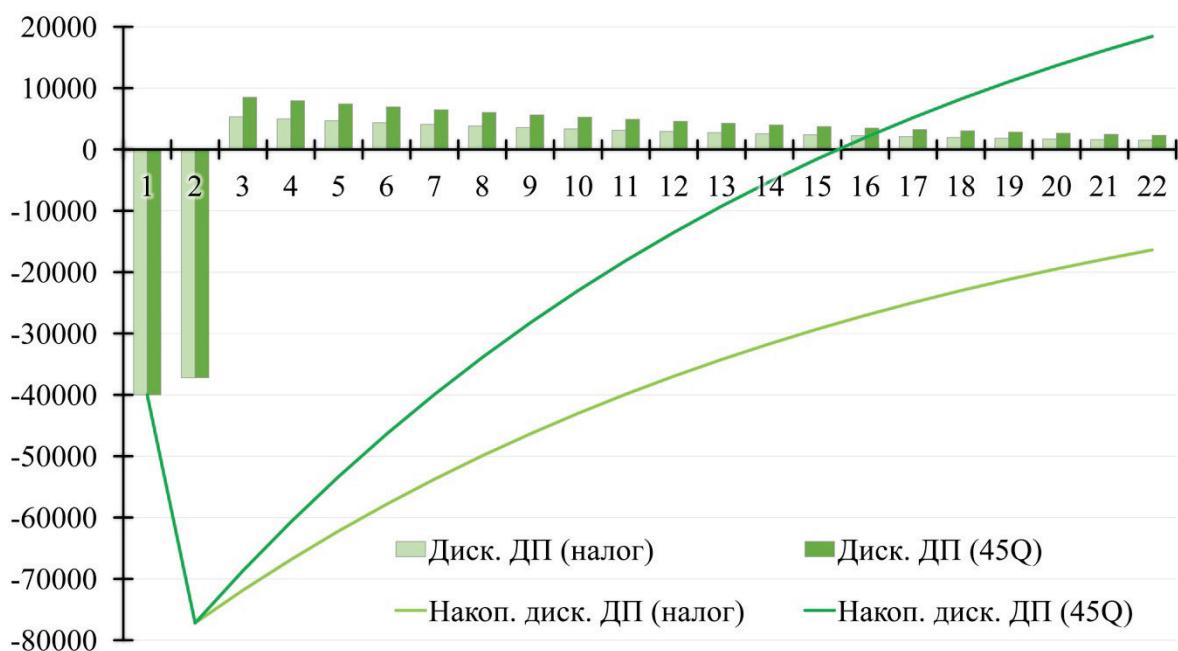


Рисунок 9 – Дисконтированный денежный поток при сценариях «налог» и «45Q»
Источник: составлено автором.

Применение налоговой льготы «45Q» с действующей в настоящий момент в США ставкой 60 долл. за 1 т CO₂, уловленного и применяемого в целях CO₂-EOR, значительно улучшает экономические показатели проекта. Однако при уменьшении ставки на 43 % (2 934 руб./т, или 34,4 долл./т) проект перестает быть окупаемым (см. рисунок 10).

Применение меры-аналога «45Q» даже по минимальной ставке приведет к затратам государства в 3 275 млн руб. в год только для одного месторождения, или 65 500 млн руб. за 20 лет реализации проекта.

Учитывая маловероятность применения подобных мер, можно сделать вывод о необходимости комплексного развития климатической и экологической промышленной политики в данном направлении с поступательным развитием общих и специфических механизмов как на национальном, так и на региональном уровне. При этом экономическую жизнеспособность УХУ могут обеспечить именно специфические меры, направленные

на снижение затрат и поддержку доходной части проектов. Целесообразно разграничить развитие государственной политики на совершенствование общих обязательных мер регулирующего характера (налог на выбросы ПГ) и разработку специфических мер направленного действия стимулирующего характера («контракты на разницу», налоговая льгота «45Q»), а также рассмотреть возможность их комбинации. В таком случае общие обязательные меры определяют минимальную ответственность по управлению выбросами ПГ, поддерживая реализацию климатической политики в более широком контексте, а специфические меры по снижению затрат и поддержке доходной части проектов УХУ стимулируют развитие именно этого направления.

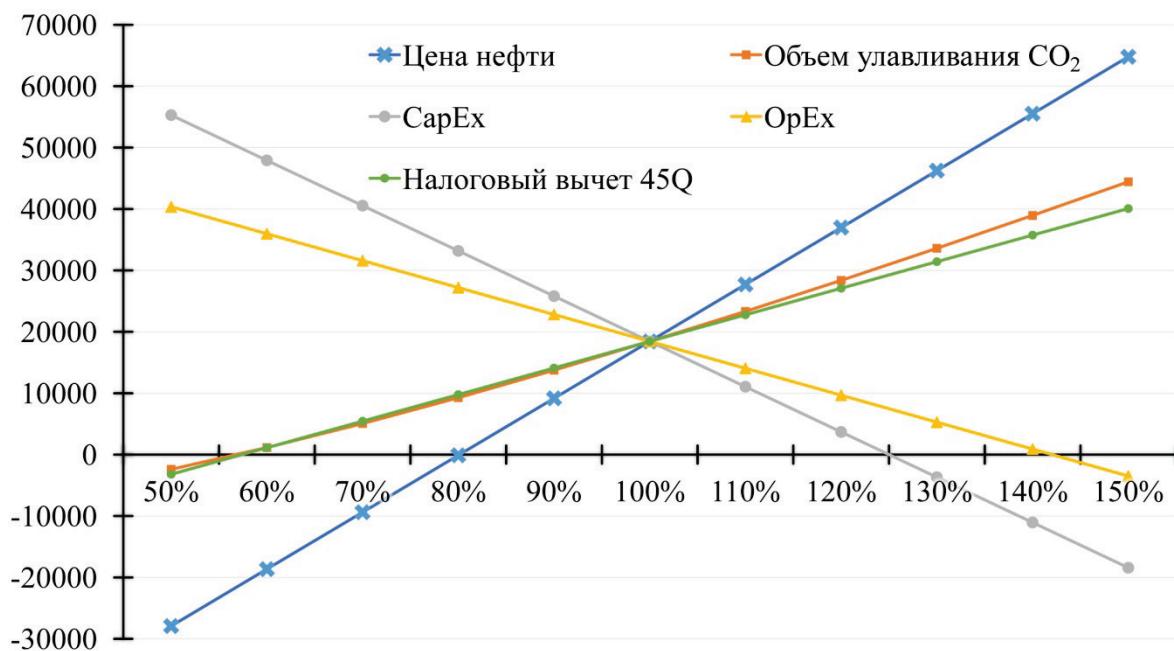


Рисунок 10 – Анализ чувствительности проекта при применении «45Q»
Источник: составлено автором.

Крайне важным при оценке УХУ как опции декарбонизации промышленных компаний является то, что такие проекты направлены не только на снижение выбросов ПГ, но и связаны с различными общественными эффектами в долгосрочной перспективе. В свете такого восприятия УХУ государству и компаниям при принятии решений о реализации следует рассматривать их более широко, в том числе с точки зрения общественного эффекта и дополнительной ценности для бизнеса и общества, которую они могут создать. В исследовании автора⁴⁰ такая рекомендация подкреплена предложенной системой индикаторов для оценки общественных эффектов УХУ, а также подходом VAS (Value-at-Stake Analysis) для определения их общей «совокупной ценности». УХУ следует рассматривать не только как опцию сокращения выбросов CO₂,

⁴⁰ Ilinova A., Romasheva N., Cherepovitsyn A. CC(U)S Initiatives: Public Effects and "Combined Value" Performance // Resources. – 2021. – Vol. 10 (6): 61. – DOI: 10.3390/resources10060061.

а в связи с такими эффектами, как создание новых рабочих мест, поддержание функционирования традиционных промышленных и энергетических мощностей, развитие территорий. Кроме того, развитие таких проектов может внести вклад в формирование экологического сознания и соответствующих ценностей в обществе.

Восприятие УХУ в более широком контексте играет важную роль при принятии решений, позволяет более объективно оценивать инвестиции в УХУ. Общий ориентир по развитию УХУ в России можно сформулировать следующим образом: обеспечение экономической жизнеспособности проектов по улавливанию и хранению углерода для достижения экологических и сопутствующих общественных эффектов, а также накопление опыта в области реализации полных технологических цепочек для последующей потенциальной готовности промышленных компаний к реализации вклада в сокращение выбросов ПГ и решение климатических задач.

III. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Одной из составляющих общей системы обеспечения устойчивого развития объектов различных уровней является деятельность по снижению выбросов ПГ, и промышленность в этом процессе играет ключевую роль. В результате проведенных исследований уточнено понятие декарбонизации промышленных систем, предложены основы терминологической систематики в рамках планирования деятельности по снижению выбросов ПГ. Декарбонизация уже становится неотъемлемой частью стратегий развития крупных промышленных компаний, и это приводит к низкоуглеродной трансформации бизнеса на стратегическом и операционном уровнях. В работе исследованы ключевые положения такой трансформации на примере нефтегазовых компаний. Определено, что все крупнейшие российские нефтегазовые компании придерживаются традиционной стратегии ведения бизнеса, и их приоритетными опциями декарбонизации должны быть такие решения, которые позволяют сохранять ориентацию на существующие виды деятельности с одновременным снижением выбросов ПГ, в частности – технологии УХУ. В мире накоплены некоторые теоретические и практические знания об улавливании и хранении углерода, и в работе предлагаются основы их технико-экономического обобщения с разделением на базовые, технологические и организационно-экономические признаки. Такой подход может служить основой для характеристики и сравнения существующих и планируемых к реализации технологических цепочек УХУ, а также призван поддержать процессы принятия управленческих решений на различных стадиях.

Оценки относительно будущего развития УХУ являются крайне неопределенными, при этом в экспертном сообществе им отводят одну из ключевых ролей при движении к углеродной нейтральности. На основе консенсус-прогноза определено, что доля УХУ

в общей карте декарбонизации при условии достижения нулевых выбросов к 2050 г. должна составить порядка 16 %, что требует колоссального увеличения мощностей (более чем в 100 раз от уровня текущих) и является труднореализуемой задачей. Ключевым сдерживающим фактором для развития УХУ выступает высокая стоимость всей технологической цепочки. При этом отрасли-адаптеры УХУ можно условно разделить на «дорогие» и «дешевые», а уровень затрат в разных отраслях определяется набором факторов, управление которыми наряду с мерами государственного регулирования в части поддержки таких проектов являются необходимыми условиями экономической жизнеспособности таких инициатив.

Технологические цепочки улавливания и хранения углерода функционируют в рамках уникальных межотраслевых комплексов, а развитие последних осуществляется в рамках конструкций УХУ, формирующихся в зависимости от особенностей промышленных и энергетических процессов, расположения мощностей, уровня развития технологий и прочих факторов и подверженных модельным преобразованиям как в глобальном масштабе, так и в масштабе отдельной страны. Проведенная оценка применимости основных конструкций УХУ к условиям России показала, что актуальными и возможными к реализации являются конструкции, осуществляемые на объектах энергетики, а также в нефтегазовом комплексе. Важно, что Россия обладает рядом благоприятных предпосылок для развития УХУ, но их недостаточно для реализации таких сложных проектов. Основополагающим условием является формирование соответствующей институциональной среды, способствующей легитимной и экономически жизнеспособной деятельности по улавливанию и хранению углерода в России.

Объекты энергетики, вероятнее всего – угольные электростанции, а также нефтегазовые компании станут первыми мощностями-адаптерами УХУ в России. Вместе с тем, в работе доказано, что затраты на улавливание углекислого газа чрезвычайно высоки, а использование CO₂ для повышения нефтеотдачи пластов не является экономически эффективным. Проекты УХУ могут быть экономически жизнеспособными только при развитии мер государственного регулирования, особенно в части мер, направленных на снижение затрат и поддержку доходов там, где это необходимо. Основными заслуживающими внимания и доказавшими свою эффективность являются налоговые льготы и контракты на разницу. На примере оценки затрат на улавливание углекислого газа на Апатитской ТЭЦ и экономического обоснования полной технологической цепочки УХУ в Приволжье с использованием CO₂ для повышения нефтеотдачи показано, что общие меры, такие как налог на выбросы ПГ, не могут оказать существенного влияния на экономику проектов, тогда как налоговые льготы (аналог «45Q») и контракты на разницу (при применении к ценам на электроэнергию) могут стать существенными стимулами,

так как способны сделать проекты окупаемыми. Вместе с тем, в работе показано, что реализация таких мер требует существенных затрат со стороны государства.

В работе предложено рассматривать проекты УХУ более широко, а не только как опцию сокращения выбросов CO₂. Проекты следует рассматривать в связке с такими эффектами, как создание новых рабочих мест, поддержание функционирования традиционных промышленных и энергетических мощностей, развитие территорий наряду с целями по снижению выбросов ПГ. Кроме того, они могут внести вклад в формирование экологического сознания и соответствующих ценностей в обществе. Не только безопасность УХУ, но и потенциальные общественные эффекты должны быть в центре внимания при принятии решения, касающегося их реализации.

IV. СПИСОК РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ АВТОРОМ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Основные научные статьи, опубликованные в рецензируемых научных изданиях, индексируемых в базе ядра Российского индекса научного цитирования "eLibrary Science Index":

1. Череповицьна 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. – 1,05 п. л. EDN: TNYWKD. Импакт-фактор 0,203 (JIF).
2. Череповицьна А. А., Титова Н. Ю., Гусева Т. В. SMART-анализ целей российских нефтегазовых компаний по снижению выбросов парниковых газов // Экономика промышленности. – 2025. – Т. 18. – № 1. – С. 90–110. – 1,1 п. л. / 0,5 п. л. EDN: AHVYVZ. Импакт-фактор 1,442 (JIF).
3. 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. – No. 14: 6221. – 2 п. л. / 1 п. л. EDN: SPOYOX. Импакт-фактор 0,68 (JIF).
4. Череповицьна А. А., Череповицьн А. Е., Кузнецова Е. А. Проекты улавливания, хранения и использования CO₂ и их экономическая целесообразность // ЭКО. – 2024. – Т. 54. – № 1. – С. 117–131. – 0,96 п. л. / 0,55 п. л. EDN: NUODQV. Импакт-фактор 1,318 (JIF).
5. Sheveleva N., Cherepovitsyna A., Danilin K. Assessing the Decarbonization Progress of Russian Oil and Gas Companies // Studies on Russian Economic Development. – 2024. – Vol. 35. – No. 3. – P. 406–414. – 0,86 п. л. / 0,3 п. л. EDN: JIGRXF. Импакт-фактор 0,26 (JIF).
6. Cherepovitsyna A., Sheveleva N., Riadinskaia A., Danilin K. Decarbonization Measures: A Real Effect or Just a Declaration? An Assessment of Oil and Gas Companies Progress towards Carbon Neutrality // Energies. – 2023. – Vol. 16. – No. 8: 3575. – 1,72 п. л. / 0,7 п. л. EDN: GJBGVT. Импакт-фактор 0,46 (JIF).

7. Romasheva N., Cherepovitsyna A. Renewable Energy Sources in Decarbonization: The Case of Foreign and Russian Oil and Gas Companies // Sustainability. – 2023. – Vol. 15. – No. 9:7416. – 2,25 p. л. / 1,13 п. л. EDN: DVXTWZ. Импакт-фактор 0,68 (JIF).
8. Cherepovitsyna A., Kuznetsova E., Guseva T. The costs of CC(U)S adaptation: The case of Russian power industry // Energy Reports. – 2023. – Vol. 9 (1). – P. 704–710. – 0,84 п. л. / 0,42 п. л. EDN: IKBKMZ. Импакт-фактор 0,72 (JIF).
9. Скобелев Д. О., Череповицьна А. А., Гусєва Т. В. Технологии сексвекстрации углекислого газа: роль в достижении углеродной нейтральности и подходы к оценке затрат // Записки Горного института. – 2023. – Т. 259. – № 1. – С. 125–140. – 1,14 п. л. / 0,6 п. л. EDN: UHRPUF. Импакт-фактор 0,81 (JIF).
10. Titova N., Cherepovitsyna A., Guseva T. Meeting the UN's Sustainable Development Goals in the Decarbonization Agenda: A Case of Russian Oil and Gas Companies // Resources. – 2023. – Vol. 12. – No. 10: 121. – 2,06 п. л. / 1 п. л. EDN: BZSKAD. Импакт-фактор 0,56 (JIF).
11. Ilinova A., Kuznetsova E. CC(U)S initiatives: Prospects and economic efficiency in a circular economy // Energy Reports. – 2022. – Vol. 8 (1). – P. 1295–1301. – 0,66 п. л. / 0,45 п. л. EDN: CJJOFB. Импакт-фактор 0,72 (JIF).
12. Ilinova A., Romasheva N., Cherepovitsyn A. CC(U)S initiatives: Public effects and “combined value” performance // Resources. – 2021. – Vol. 10. – No. 6: 61. – 1,97 п. л. / 1,2 п. л. EDN: ZZJXGX. Импакт-фактор 0,56 (JIF).
13. Ильинова А. А., Ромашева Н. В., Стройков Г. А. Перспективы и общественные эффекты проектов сексвекстрации и использования углекислого газа // Записки Горного института. – 2020. – Т. 244. – № 4. – С. 493–502. – 0,94 п. л. / 0,5 п. л. EDN: MOSYUD. Импакт-фактор 0,81 (JIF).
14. Romasheva N., Ilinova A. CCS projects: How regulatory framework influences their deployment // Resources. – 2019. – Vol. 8. – No. 4: 181. – 1,75 п. л. / 0,88 п. л. EDN: TMWBRN. Импакт-фактор 0,56 (JIF).

Основные статьи, опубликованные в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных для защиты в докторской совет МГУ имени М. В. Ломоносова по специальности и отрасли наук:

15. Череповицьна А. А. Улавливаніе и хранение углерода: меры государственного регулирования, мировой опыт и ситуация в России // Экономика устойчивого развития. – 2024. – Т. 1. – № 57. – С. 178–183. – 0,99 п. л. EDN: ZVCCUB. Импакт-фактор 0,560 (JIF).
16. Череповицьна А. А. Декарбонизация промышленных компаний: от глобальных вызовов к основным направлениям снижения выбросов парниковых газов // Инновации

и инвестиции. – 2024. – № 8. – С. 378–382. – 0,88 п. л. EDN: SUWFRW. Импакт-фактор 0,668 (JIF).

17. Череповицьна А. А. Улавливаніе и храненіе углекислого газа: концептуальное видение развития технологических цепочек в России // Экономическое возрождение России. – 2024. – № 3 (81). – С. 165–181. – 1,25 п. л. EDN: PRTUVE. Импакт-фактор 2,789 (JIF).

18. Череповицьна А. А., Дорожкина И. П., Костылева В. М. Секвестрация и использование углекислого газа: сущность технологий и подходы к классификации проектов // Экономика промышленности. – 2022. – Т. 15. – № 4. – С. 473–487. – 1,14 п. л. / 0,6 п. л. EDN: SHEQCX. Импакт-фактор 1,442 (JIF).

Иные публикации:

1. Череповицьна А. А. Улавливаніе и использование углекислого газа: экономика проектов в условиях России // Вестник УГНТУ. Наука, образование, экономика. Серия Экономика. – 2025. – Т. 1. – № 51. – С. 40–48. – 0,45 п. л. EDN: UQILPB. Импакт-фактор 0,484 (JIF).

2. Череповицьна А. А., Титова Н. Ю. Российский нефтегазовый сектор: аспекты климатической и социальной ответственности // Зеленый туман 2.0 / под редакцией к. т. н. М. В. Бегака. – М.: ООО ФИД «Деловой экспресс», 2024. – 160 с. – 0,79 п. л. / 0,5 п. л. EDN: UWBXKT.

3. Данилин К. П., Череповицьна А. А., Белошицкий А. В. Об отчетности нефтегазовых компаний о выбросах парниковых газов по сфере охвата 3 // Нефтяное хозяйство. – 2023. – № 5. – С. 139–144. – 0,92 п. л. / 0,5 п. л. EDN: ZUJPKH. Импакт-фактор 0,258 (JIF).

4. Кузнецова Е. А., Рядинская А. П., Череповицьна А. А. Аналитический обзор и систематизация доступных опций декарбонизации нефтегазового бизнеса // Вестник Пермского университета. Серия: Экономика. – 2023. – Т. 18. – № 3. – С. 292–310. – 1,44 п. л. / 0,8 п. л. EDN: HWLDOE. Импакт-фактор 1,577 (JIF).

5. Дорожкина И. П., Череповицьна А. А. Комплекс технологий улавливания, хранения и использования CO₂: теория и практика организационных форм реализации // Модели, системы, сети в экономике, технике, природе и обществе. – 2023. – № 3. – С. 38–52. – 0,92 п. л. / 0,5 п. л. EDN: MUTMDQ. Импакт-фактор 1,169 (JIF).

6. Череповицьна А. А., Дорожкина И. П. Организационно-экономические аспекты развития технологий и проектов секвестрации и использования углекислого газа / Сборник материалов XVII международной научно-практической конференции Российского общества экологической экономики «Глобальные вызовы и национальные экологические интересы: экономические и социальные аспекты»; под редакцией Т. О. Тагаевой, Л. К. Казанцевой.

– Новосибирск : Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН, 2023. – С. 146–152. – 0,49 п. л. / 0,3 п. л. EDN: FIYZZT.

7. Череповицына А. А., Кузнецова Е. А., Дорожкина И. П. Улавливание, хранение и использование углекислого газа: мировой опыт, стоимость и возможности внедрения в условиях России // Вестник Кольского научного центра РАН. – 2023. – Т. 15. – № 2. – С. 28–38. – 0,59 п. л. / 0,3 п. л. EDN: QEDYIP. Импакт-фактор 0,182 (JIF).

8. Кузнецова Е. А., Череповицына А. А. Утилизация углекислого газа и циркулярная экономика: мир, Россия, Арктика // Север и рынок: формирование экономического порядка. – 2021. – Т. 24. – № 4 (74). – С. 42–55. – 1,59 п. л. / 0,9 п. л. EDN: IMJGLT. Импакт-фактор 1,788 (JIF).

9. Ильинова А. А., Соловьева В. М. Стратегическое планирование и прогнозирование: изменение сущности и роли в условиях нестабильности энергетического сектора // Север и рынок: формирование экономического порядка. – 2021. – Т. 24. – № 2 (72). – С. 56–68. – 1,2 п. л. / 0,8 п. л. EDN: YBXXVZ. Импакт-фактор 1,788 (JIF).

10. Ромашева Н. В., Ильинова А. А., Евсеева О. О. Государство как ключевой стейкхолдер в рамках перспектив реализации проектов СС(U)S в России // Вестник Южно-Российского государственного технического университета (НПИ). Серия: Социально-экономические науки. – 2020. – Т. 13. – № 5. – С. 209–223. – 0,87 п. л. / 0,3 п. л. EDN: HBAFMW. Импакт-фактор 0,483 (JIF).

11. Евсеева О. О., Ильинова А. А. Проекты секвестрации углекислого газа: ключевые сдерживающие факторы и меры по активизации / Сборник материалов научной конференции с международным участием «Неделя науки СПбПУ»; Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, Институт промышленного менеджмента, экономики и торговли. Часть 1. – 2019. – С. 312–315. – 0,35 п. л. / 0,15 п. л. EDN: WLVSBA.

12. Евсеева О. О., Ильинова А. А., Череповицын А. Е. Согласование интересов ключевых стейкхолдеров при реализации проектов секвестрации CO₂ // Север и рынок: формирование экономического порядка. – 2018. – Т. 4. – № 60. – С. 133–141. – 0,89 п. л. / 0,4 п. л. EDN: MHIXUT. Импакт-фактор 1,788 (JIF).

13. Чвилева Т. А., Ильинова А. А. Особенности взаимодействия с заинтересованными лицами при реализации проектов секвестрации углекислого газа // Российский экономический интернет-журнал. – 2018. – № 4. – 0,49 п. л. / 0,25 п. л. EDN: JXUVJR. Импакт-фактор 0,314 (JIF).

14. Череповицын А. Е., Смирнова Н. В., Ильинова А. А. Стратегические задачи и рекомендации по использованию и внедрению технологий захвата и захоронения CO₂ в нефтегазовом комплексе России // Горный информационно-аналитический бюллетень

(научно-технический журнал). – 2014. – № S10-1. – С. 19–27. – 0,39 п. л. / 0,15 п. л.
EDN: POTZJR. Импакт-фактор 1,517 (JIF).

15. Череповицын А. Е., Ильинова А. А. Концептуальное представление технологий захоронения углекислого газа и их безопасность // Российский экономический интернет-журнал. – 2014. – № 4. – 0,61 п. л. / 0,4 п. л. EDN: TPXSQD. Импакт-фактор 0,314 (JIF).