

Проекты улавливания, хранения и использования CO₂ и их экономическая целесообразность

А.А. Череповицына, А.Е. Череповицын, Е.А. Кузнецова

УДК 338.1, ББК 65.28, JEL Code L710, Q300

Аннотация. Одна из перспективных опций декарбонизации для внедрения в технологические процессы действующих производств – технологии улавливания, хранения и использования углерода. Для ускорения темпов развития подобных проектов за рубежом нередко используется кластерный подход. В статье проведен анализ применимости кластерного подхода к проектам улавливания и хранения углерода для России. Выделены факторы, определяющие особенности управления межотраслевыми цепями улавливания и хранения CO₂, смоделирован потенциальный кластер в Приволжье, проведена оценка экономической эффективности его функционирования. Авторы приходят к выводу, что на данный момент кластерные инициативы улавливания и хранения углерода в России нерентабельны.

Ключевые слова: углекислый газ; улавливание и хранение углерода; УХУ; кластер; выбросы; экономическая эффективность; повышение нефтеотдачи; CO₂-EOR

Введение

Достижение установленных национальных и корпоративных климатических целей требует от промышленных и энергетических предприятий, как основных источников антропогенных выбросов парниковых газов, значительного снижения углеродного следа. Среди набора технологий, направленных на уменьшение выбросов углекислого газа (CO₂), особое место занимают те, которые могут быть внедрены без существенной модернизации промышленных и энергетических систем, в частности – комплекс технологий улавливания, хранения и использования углерода (УХУ, или CCS, от англ. carbon capture and storage).

Эксперты по всему миру признают необходимость включения данных технологий в общую карту декарбонизации [Dziejarski et al., 2023]. Учитывая высокий уровень использования ископаемого топлива в энергетике и промышленности России, внедрение таких технологий может оказаться более перспективным и менее затратным вариантом декарбонизации национальной экономики по сравнению с другими популярными подходами, например, масштабным использованием возобновляемых источников

энергии (ВИЭ) [Fedoseev, Tsvetkov, 2019]. Однако на момент подготовки статьи информация о наличии в России проектов улавливания, хранения и использования углерода промышленного масштаба отсутствует.

Технологическая цепь подобных проектов представляет собой последовательное улавливание углекислого газа на точечном источнике выбросов, его сжатие, транспортировку и последующее использование или захоронение. Наибольшее распространение такие проекты нашли в нефтегазовой отрасли, которая предоставляет возможности не только для внедрения технологий улавливания, но и для реализации всей технологической цепи с использованием газа для увеличения нефтеотдачи пластов (CO₂-EOR – enhanced oil recovery). В настоящее время 23 из 34 действующих в мире крупномасштабных проектов реализуются в виде CO₂-EOR¹; из запланированных к реализации наибольшее число приходится на энергетику. Кроме того, данная технология признается основной для декарбонизации цементного и сталелитейного производств [Lau et al., 2021].

Основная причина медленного развития новых и закрытия действующих коммерческих проектов такого рода – высокие затраты [Mantripragada et al., 2019], что обуславливает актуальность исследований, направленных на поиск путей снижения их стоимости. Существуют работы, в которых сравнивается эффективность разных вариантов реализации подобных проектов [Guo et al., 2020; Lisbona et al., 2021], разрабатываются оптимальные бизнес-модели [Foss, K., Foss, N., 2022; Galford et al., 2020], анализируется эффективность государственных мер поддержки [Chen et al., 2021; Waxman et al., 2021] и пр.

Сегодня одним из наиболее часто используемых подходов к реализации проектов улавливания и хранения углерода считается кластерный, позволяющий снижать экономическую нагрузку на отдельные компании-участники. Однако его перспективы в России остаются под вопросом, так как жизнеспособность этих проектов во многом зависит от конкретных географических, технологических и экономических условий [Gardarsdottir et al., 2019]. Кроме того, межотраслевое взаимодействие, возникающее в процессе кластеризации, влечет за собой усложнение организационных моделей деятельности, многие из которых для России являются новыми.

¹ CO₂RE Facilities Database // Global CCS Institute. 2022. URL: <https://co2re.co/> (дата обращения: 10.07.2023).

В данной работе представлен анализ основ кластерной организации проектов улавливания и хранения углерода, а также предпринята попытка моделирования варианта его реализации в форме кластера и оценки экономической эффективности его функционирования.

Исследование проведено на основе открытых источников. Материалами выступили научные публикации, посвященные анализу и технико-экономической оценке функционирования кластеров улавливания и хранения CO₂, развитию организационных моделей таких проектов, подходам к учету затрат на улавливание и хранение углерода и др., а также нормативно-правовые акты, отчеты международных организаций и аналитических агентств, таких как Международное энергетическое агентство, Национальный нефтяной совет, Глобальный институт CCS, Европейская экономическая комиссия ООН (ЕЭК ООН) и др.

Кластерный подход к реализации проектов улавливания и хранения углерода

В предыдущие годы большинство реализуемых инициатив в этом направлении в мире представляли собой классическую «линейную» модель. Как правило, они включали в себя один объект по улавливанию CO₂, собственные инфраструктуру и оборудование для сжатия газа, его транспортировки (обычно по трубопроводу) и хранению. Весь производственно-технологический комплекс работал как единая согласованная система с одинаковой пропускной способностью. Однако со временем наиболее предпочтительной организационной моделью стала кластерная. Например, в Великобритании развитие технологий CCS сконцентрировано в шести промышленных кластерах [Bataille, 2020].

Преимущества кластерного подхода заключаются в потенциальных эффектах, которые могут возникнуть в результате совместного использования инфраструктуры, ресурсов, накопленного опыта и др. [Porter, 1990]. Концепция кластеров в данном случае реализуема благодаря тому, что многие объекты с интенсивными выбросами (как промышленные, так и энергетические), как правило, располагаются в тесных географических границах (таблица).

Преимущества от создания такого кластера могут оказаться шире, чем простое снижение затрат [Benetiz et al., 2022]. Это эффект масштаба по всей технологической цепи, возможности распределения различных рисков среди участников, большее внимание к таким инициативам со стороны государства и других стейкхолдеров и др. [Alcalde et al., 2019].

Кроме того, такие технологии способны «продлить жизнь» традиционным промышленным предприятиям за счет снижения их углеродного следа без существенного изменения технологических процессов. К преимуществам мультипликативного характера можно также отнести повышение устойчивости компаний в регионе реализации кластера, потенциальное увеличение инвестиций в энергетику и промышленность, возникновение новых производств, дополнительные социально-экономические эффекты и пр.

Характеристика основных форм кластерной модели организации проектов улавливания, хранения и использования CO₂

Форма	Характеристика
Кластер (Cluster)	Объекты одного технологического этапа (например, улавливания или хранения), находящиеся в территориальной близости; их выделение и последующее «присоединение» к единой системе для получения положительных эффектов.
Хаб (Hub)	Центральные пункты сбора и/или распределения CO ₂ . Один хаб может обслуживать сбор CO ₂ из кластера улавливания и/или распределение CO ₂ в кластер хранения.
Сеть (Network)	Комплекс объединенных элементов технологической цепи УХУ (источник выбросов, улавливание, транспортировка, закачка, хранение).

Источник. Составлено авторами на основе: Understanding Industrial CCS Hubs and Clusters // Global CCS Institute. 2019. URL: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2019/08/Understanding-Industrial-CCS-hubs-and-clusters.pdf> (дата обращения: 12.07.2023).

Из недостатков по сравнению с линейной моделью в первую очередь выделяются большая капиталоемкость, усложнение организации и управления на всех этапах, а также сложности в налаживании взаимосвязей между различными элементами системы.

Анализ научной литературы по теме позволил вывести следующие тезисы, характеризующие текущее состояние развития кластерного подхода применительно к реализуемым в мире проектам технологий улавливания, хранения и использования углерода.

1. В рамках кластерных образований обычно функционируют предприятия разных отраслей, использующие разные типы технологий улавливания CO₂ [Singh, Haines, 2014].

2. Текущие финансовые риски проектов определяют фазовый подход к реализации крупномасштабных кластерных проектов [Manioudis, Angelakis, 2023].

3. Самыми успешными показывают себя кластеры, включающие CO₂-EOR, так как потенциального приращения дохода участников кластера только от сокращения выбросов, как правило, недостаточно для окупаемости вложений [Bechara, Alnouri, 2022].

4. В наиболее развитых и жизнеспособных кластерах фигурируют созданные для целей реализации таких проектов рыночные институты и государственная поддержка [Lv, Li, 2021].

Вопросы управления и межотраслевого взаимодействия при реализации кластерного подхода улавливания и хранения CO₂

Данные проекты, независимо от формы их реализации, отличаются инфраструктурной сложностью и «жесткая» привязка к источникам выбросов и местам хранения CO₂. Кластеризация создает принципиально иные условия в части объекта управления, интеграционных взаимодействий, появления новых важных стейкхолдеров. Тесная интеграция участников кластера – промышленных компаний различных отраслей, госструктур разных уровней, сервисных компаний и научных организаций значительно усложняет процесс управления. Однако за счет задействования в них большего количества участников они могут способствовать масштабированию процессов обращения с CO₂ и выделению возникающих в связи с этим экономических отношений в отдельный сектор экономики, где углерод будет восприниматься как ценный ресурс.

Межотраслевые цепи в кластерах таких проектов, как правило, управляются в рамках одной из трех организационных моделей: (1) внутри отдельной компании; (2) несколькими компаниями в рамках совместного предприятия или консорциума; (3) сервисной компанией, привлеченной в качестве оператора или транспортера [Yao et al., 2018; Осипцов и др., 2022].

Модели получения доходов в рамках приведенных вариантов также различаются. Укрупненно их можно разделить на получаемые за счет (1) рыночных выгод, в случае продажи уловленного CO₂ или предоставления платных услуг; (2) налоговых льгот, в случае наличия углеродного регулирования; (3) преимуществ, предоставляемых на углеродном рынке, при наличии углеродных сертификатов и кредитов; (4) государственной поддержки, в случае прямого участия [Осипцов и др., 2022].

Каждый отдельный такой кластер представляет собой уникальный объект управления, на характер которого влияют исходные характеристики

проекта: источник(и) выбросов, вовлеченные предприятия (отрасли), геология и география местности, инфраструктурные особенности (транспорт, энергообеспечение и т.д.), климатические условия и пр. Поэтому подходы к управлению ими должны отличаться от используемых на уровне предприятия или проекта и учитывать особенности всех входящих в кластер отраслей для выстраивания связей между ними. Отметим, что при оценке возможностей по захоронению и утилизации CO₂ (производства продукции на его основе) необходимо учитывать также рыночные тенденции.

Специфика сложного межотраслевого взаимодействия в данных кластерных проектах ограничивает возможности применения общепризнанных подходов к управлению на стратегическом и операционном уровне. Это нужно иметь в виду при планировании и реализации полномасштабных проектов улавливания, хранения и использования углерода в условиях России.

Моделирование кластера для России

В отсутствие в России развитого углеродного рынка, налогов на выбросы парниковых газов и спроса на CO₂ в качестве сырья, единственным доступным источником дохода по проектам улавливания, хранения и использования углерода становится денежный поток от дополнительной добычи нефти за счет повышения нефтеотдачи пластов. В связи с этим моделируемый кейс предполагает применение решений CO₂-EOR.

Количественная оценка мощностей потенциальных резервуаров для закачки CO₂ на территории России отсутствует. По результатам укрупненной оценки Европейской экономической комиссии ООН, наиболее перспективные территории для хранения CO₂ в нашей стране соотносятся с основными нефтегазоносными провинциями². Официальные количественные данные о выбросах парниковых газов по регионам РФ также отсутствуют, однако, по некоторым оценкам [Сидорова, 2016], наибольшие их объемы приходятся на Вологодскую, Костромскую, Липецкую, Белгородскую, Астраханскую, Оренбургскую, Челябинскую, Кемеровскую, Свердловскую области, а также Башкортостан и Пермский край. Сопоставление этих регионов с точки зрения близости крупных промышленных предприятий

² Геологическое хранение CO₂ в странах Восточной Европы, Кавказа и Центральной Азии: первичный анализ потенциала и политики // UNECE. 2021. URL: https://unecce.org/sites/default/files/2021-04/Geologic%20CO2%20storage%20report_final_RU.pdf (дата обращения: 10.07.2023).

к месторождениям нефти показало, что наиболее привлекательной для размещения кластера технологий улавливания, хранения и использования углерода представляется Волго-Уральская нефтегазоносная провинция [Cheremovitsyn, Iinova, 2016]³.

При выборе конкретного месторождения как приоритетного для использования CO₂-EOR, помимо близости к источникам эмиссии, учитывались объем остаточных извлекаемых запасов, характеристики фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов, встречающихся на месторождении, и конфигурация существующей инфраструктуры. В итоге в расчётном варианте проект предусматривает улавливание CO₂ на двух объектах (энергетическом и промышленном) и его транспортировку для последующей закачки на месторождении, отстоящем от источников выбросов на 160 км (рис. 1).

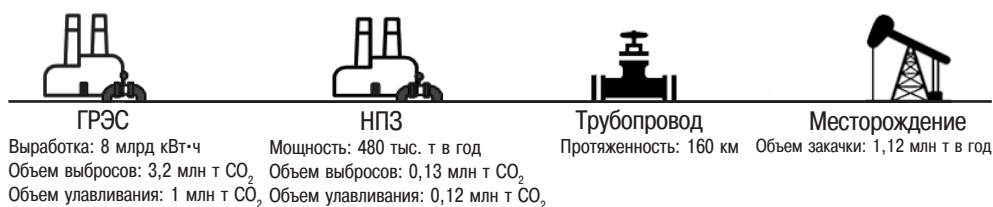


Рис. 1. Технологическая цепь смоделированного кластера

Для определения мощности проекта была проведена оценка примерной годовой массы выбросов в расчете от годовой выработки продукции на каждом из объектов. Мы исходили из того, что средний уровень выбросов CO₂ составляет около 0,4 кг/кВт·ч для газовых электростанций (ГРЭС) [Steen, 2017] и около 0,27 т на тонну переработанной нефти для нефтеперерабатывающего завода [Van Straelen, 2010]. С учетом коэффициента улавливания при работе установок «после сжигания» (90%) получена масса максимально доступных для улавливания выбросов в объеме 2,89 млн т CO₂ в год для ГРЭС и 0,12 млн т – для НПЗ. В связи с высокой зависимостью капитальных затрат от мощности установок, а также высокой нормой потребления электроэнергии на 1 т CO₂ для условий модели предлагается суммарное улавливание в объеме 1,12 млн т CO₂ в год.

³ Клубков С., Емельянов К., Зотов Н. CCUS: монетизация выбросов CO₂ // VYGON Consulting, 2021. URL: <https://vygon-consulting.ru/products/issue-1911/> (дата обращения: 10.07.2023).

Оценка экономической эффективности кластера

В описываемой модели единственным доступным источником дохода по проекту является выручка от продажи дополнительно добытой нефти, получаемая в зоне ответственности компании-недропользователя, тогда как основные капитальные вложения приходятся на этап улавливания (зона ГРЭС и НПЗ). С точки зрения справедливого распределения рисков и выгод оптимальной организационной формой для реализации кластера представляется консорциум. Показатели экономической эффективности будут рассчитываться в целом по всем этапам технологической цепи.

Укрупненно величина капитальных затрат на каждый этап вычислялась по объектам-аналогам с использованием формулы Ленца, учитывающей мощности объекта при оценке его стоимости [Towler, Sinnott, 2013].

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

где $K_{A,B}$ – капитальные вложения проекта А, Б соответственно, (ден. ед.);
 $M_{A,B}$ – мощность установок улавливания проектов А,Б соответственно, т;
 n – варьируется от 0,6 (одна установка) до 0,8 (несколько параллельных установок).

Для ГРЭС аналогом послужил действующий проект улавливания CO_2 на электростанции Petra Nova (США), использующий ту же технологию, что и в расчетном кейсе, где капитальная стоимость установки мощностью 1 400 тыс. т CO_2 в год составила 1 000 млн долл.⁴ НПЗ как объект улавливания CO_2 характеризуется тем, что источники выбросов разнообразны и рассредоточены, а также отличаются концентрацией CO_2 в исходящих потоках газов, что сказывается на широком разбросе величин капитальных затрат между проектами. В связи с этим в качестве аналоговой стоимости капитальных вложений на установку улавливания на НПЗ было взято среднее значение, рассчитанное National Petroleum Council, – 150 млн долл. США на проект, предполагающий улавливание 374 тыс. т CO_2 в год⁵. Таким

⁴ Petra Nova W.A. Parish Fact Sheet: Carbon Dioxide Capture and Storage Project // MIT CC&ST. URL: https://sequestration.mit.edu/tools/projects/wa_parish.html (дата обращения: 25.11.2023).

⁵ Meeting the Dual Challenge, A Roadmap to at-scale deployment of carbon capture use and storage // National Petroleum Council. 2019. URL: <https://dualchallenge.npc.org/> (дата обращения: 10.07.2023).

образом, капитальные затраты на этап улавливания по расчетному кейсу составили 60 615 млн руб. (при пересчете по среднему за период с 08.2022 г. по 07.2023 г. курсу – 71,6 руб./долл. США)⁶.

Величина эксплуатационных затрат определялась из расчета цены газа в регионе – 5,1 руб./м³, цены электроэнергии – 828 руб./МВт. При этом эксплуатационные затраты на стадии улавливания были разделены на энергетические (рассчитывались через норму потребления энергоресурсов на 1 т уловленного CO₂) и неэнергетические (предполагались равными 5 и 4% от капитальных затрат для ГРЭС и НПЗ соответственно)⁷. Годовые эксплуатационные затраты на улавливание составили 3 554 млн руб.

Авторам в открытых источниках не удалось найти данные о величине капитальных затрат на транспортировку и закачку CO₂ на реализованных проектах, схожих с расчетным кейсом по основным характеристикам. Поэтому в качестве аналоговой величины капитальных вложений на оборудование и инфраструктуру для транспортировки и закачки были использованы оценочные величины, полученные российской нефтегазовой компанией при планировании проекта улавливания, хранения и использования углерода.

По нашему кейсу расчетные капитальные вложения на этап транспортировки составили 6 611 млн руб. Проект на этапе закачки предполагает переоборудование/строительство четырех нагнетательных скважин (~345 млн руб./шт.) и двух скважин для проведения мониторинга (~400 млн руб./шт.). Затраты на геологоразведку приняты равными нулю в связи с высокой степенью изученности месторождения. Затраты на эксплуатацию, обслуживание скважин и мониторинг приняты равными 10% от их капитальной стоимости (661 млн руб. в год).

Ставка дисконтирования принята равной ключевой ставке ЦБ РФ – 7,5%⁸, в расчете на поддержку экологических проектов со стороны государства. Капитальные вложения осуществляются частично за счет заемных средств.

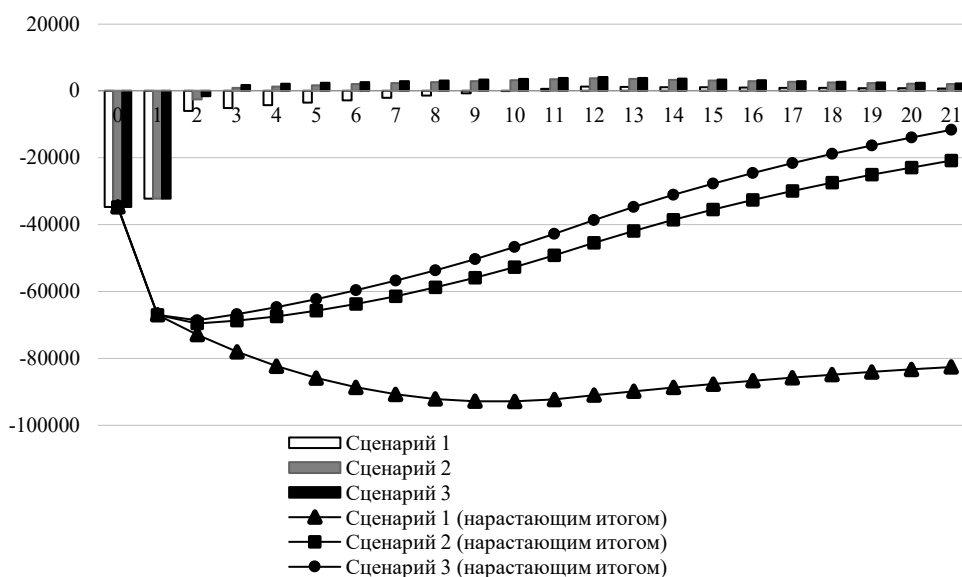
⁶ Данные, применяемые для расчета налога на добычу полезных ископаемых в отношении нефти и газового конденсата // КонсультантПлюс. URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_50642/7878e6986f9548d0256bdbb0a819ee666be93965/ (дата обращения: 24.11.2023).

⁷ Meeting the Dual Challenge, A Roadmap to at-scale deployment of carbon capture use and storage // National Petroleum Council. 2019. URL: <https://dualchallenge.npc.org/> (дата обращения: 10.07.2023).

⁸ Ключевая ставка Банка России. URL: https://www.cbr.ru/hd_base/KeyRate/ (дата обращения: 10.07.2023).

Для укрупненной оценки были приняты средние показатели расхода CO_2 на 1 т дополнительно добытой нефти – от 2,7 до 4,1 т [Череповицын и др., 2014]. Расчет проведен по двум вариантам расхода: максимальном – 4,1 (сценарий 1) и минимальном – 2,7 (сценарий 2). По его итогам выяснилось, что при заданных параметрах *рассматриваемый проект не окупается*.

С целью оценки возможного повышения эффективности проекта за счет стимулирующих мер был проведен расчет сценария 3, учитывающего потенциальную экономию по налогу на выбросы CO_2 . При этом использовалась ставка, актуальная для Сахалинской области, где проводится эксперимент по углеродному регулированию выбросов парниковых газов – 1000 руб./т^{9,10}. К сожалению, даже при этих условиях, проект *не становится экономически эффективным* (рис. 2).



Источник. Составлено авторами.

Рис. 2. Дисконтированный денежный поток по трем сценариям расчета

⁹ Постановление Правительства РФ от 18.08.2022 г. № 1441 «О ставке платы за превышение квоты выбросов парниковых газов в рамках проведения эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов на территории Сахалинской области».

¹⁰ Федеральный закон «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах РФ» от 06.03.2022 № 34-ФЗ.

Обсуждение и заключение

Усиление внешнего давления, связанного с процессами декарбонизации, неизбежно будет создавать для российских производителей определенные сложности, однако развитие проектов улавливания и хранения углерода позволяет формировать и новые возможности. Новые технологии могут стать одним из наиболее перспективных инструментов снижения углеродоемкости российской промышленности и энергетики.

Однако, до тех пор, пока главным эффектом от внедрения технологий улавливания, хранения и использования углерода будет оставаться экологический – снижение выбросов как таковое, эти проекты не получают широкого распространения. Даже при использовании преимуществ кластера рассмотренный нами кейс оказывается нежизнеспособным без создания рыночных институтов и государственного регулирования, что подтверждается проведенными расчетами. На наш взгляд, стимулами развития данных проектов в России могут стать совершенствование нормативно-правовой базы по углеродному регулированию и расширение финансовой поддержки низкоуглеродных проектов со стороны государства.

Со стороны бизнеса для интенсификации технологий улавливания, хранения и использования углерода необходим поиск возможностей и стратегических инициатив долгосрочного развития с выделением «точек роста», в том числе связанных с возможным полезным использованием CO₂. Кроме того, для нашей страны чрезвычайно актуальным представляется совершенствование концепций и подходов к формированию действенных организационно-экономических моделей межотраслевого взаимодействия в рамках сложных технологических цепей.

Литература/References

- Голубева И.А., Мохова Д.А., Родина Е.В. ПАО «Татнефть» и Миннибаевский газоперерабатывающий завод (Управление «Татнефтегазпереработка») // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. 2016. № 11. С. 33–40.
- Golubeva, I.A., Mokhova, D.A., Rodina, E.V. (2016). PJSC Tatneft and Minnibayevsky Gas Processing Plant (Tatneftegazpererabotka Division). *Neftepererabotka i neftechimiya / Oil Processing and Petrochemistry*. No. 11. Pp. 33–40. (In Russ.).
- Осипцов А. и др. Технологии улавливания, полезного использования и хранения двуокиси углерода (CCUS) // Scoltech. 2022. URL: <https://www.skoltech.ru/app/data/uploads/2022/11/CCUS-Skoltech-2022-11-10.pdf> (дата обращения: 10.07.2023).

- Osiptsov, A. et al. (2022). Carbon dioxide capture, utilization and storage (CCUS) technologies. *Skoltech*. (In Russ.). Available at: <https://www.skoltech.ru/app/data/uploads/2022/11/CCUS-Skoltech-2022-11-10.pdf> (accessed 10.07.2023).
- Сидорова К.И. Экономическая оценка использования технологии утилизации углекислого газа в нефтяных месторождениях для повышения нефтеотдачи.: дис. ... канд. эк. наук. Санкт-Петербург, 2016. 155 с.
- Sidorova, K.I. (2016). *Economic evaluation of the use of carbon dioxide utilization technology in oil fields for oil recovery enhancement*: Ph.D. Dissertation. St. Petersburg. 155 p. (In Russ.).
- Череповицын А.Е., Сидорова К.И., Буренина И.В. Экономическая оценка проектов закачки CO₂ в нефтяные месторождения // Нефтегазовое дело. 2014. № 5.
- Cherepovitsyn, A.E., Sidorova, K.I., Burenina, I.V. (2014). Economic evaluation of CO₂ injection projects into oil fields. *Petroleum Engineering*. No. 5. (In Russ.).
- Alcalde, J., Heinemann, N., Mabon, L. et al. (2019). Acorn: Developing full-chain industrial carbon capture and storage in a resource-and infrastructure-rich hydrocarbon province. *Journal of Cleaner Production*. Vol. 233. Pp. 963–71. DOI: 10.1016/j.jclepro.2019.06.087
- Bataille, C. G. F. (2020). Physical and policy pathways to net-zero emissions industry. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Climate Change*. Vol. 11. No. 2. DOI: 10.1002/wcc.633
- Bechara, C.A., Alnouri, S.Y. (2022). Energy assessment strategies in carbon-constrained industrial clusters. *Energy Conversion and Management*. Vol. 254. DOI: 10.1016/j.enconman.2021.115204
- Benitez, G. B. et al. (2022). Industry 4.0 technology provision: the moderating role of supply chain partners to support technology providers. *Supply Chain Management: An International Journal*. Vol. 27. No. 1. Pp. 89–112. DOI: 10.1108/SCM-07-2020-0304
- Chen, W. et al. (2021). A Comparison of Incentive Policies for the Optimal Layout of CCUS Clusters in China's Coal-Fired Power Plants Toward Carbon Neutrality. *Engineering*. Vol. 7(12). Pp. 1692–1695. DOI: 10.1016/J.ENG.2021.11.011
- Cherepovitsyn, A., Ilinova, A. (2016). Ecological, economic and social issues of implementing carbon dioxide sequestration technologies in the oil and gas industry in Russia. *Journal of ecological engineering*. Vol. 17(2). Pp. 19–23. DOI: 10.12911/22998993/62281
- Dziejarski, B., Krzyżyńska, R., Andersson, K. (2023). Current status of carbon capture, utilization, and storage technologies in the global economy: A survey of technical assessment. *Fuel*. Vol. 342. DOI: 10.1016/j.fuel.2023.127776
- Fedoseev, S.V., Tsvetkov, P.S. (2019). Key factors of public perception of carbon dioxide capture and storage projects. *Journal of Mining Institute*. Vol. 237. Pp. 361–368. DOI:10.31897/PMI.2019.3.361
- Foss, K., Foss, N.J. (2022). *The Theory of the Firm: Specialization and Learning*. Economic Microfoundations of Strategic Management: The Property Rights Perspective. Cham: Springer International Publishing. Pp. 185–213. DOI: 10.1007/978-3-031-12910-0_8
- Galford, G.L. et al. (2020). Agricultural development addresses food loss and waste while reducing greenhouse gas emissions. *Science of The Total Environment*. Vol. 699. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2019.134318

- Gardarsdottir, S.O. et al. (2019). Comparison of technologies for CO₂ capture from cement production – Part 2: Cost analysis. *Energies*. Vol. 12. No. 3. Pp. 542. DOI: 10.3390/en12030542
- Guo, J.X., Huang, C. et al. (2020). Integrated operation for the planning of CO₂ capture path in CCS-EOR project. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Vol. 186. DOI: 10.1016/j.petrol.2019.106720
- Lau, H.C., Ramakrishna, S. et al. (2021). The role of carbon capture and storage in the energy transition. *Energy and Fuels*. Vol. 35(9). Pp. 7364–7386. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.1c00032
- Lisbona, P., Gori, R., Romeo, L.M. et al. (2021). Techno-economic assessment of an industrial carbon capture hub sharing a cement rotary kiln as sorbent regenerator. *International Journal of Greenhouse Gas Control*. Vol. 112. No.103524. DOI: 10.1016/j.ijggc.2021.103524
- Lv, Z., Li, S.S. (2021). How financial development affects CO₂ emissions: a spatial econometric analysis. *Journal of Environmental Management*. Vol. 277. No. 111397. DOI: 10.1016/j.jenvman.2020.111397
- Manioudis, M., Angelakis, A. (2023). Creative Economy and Sustainable Regional Growth: Lessons from the Implementation of Entrepreneurial Discovery. *Process at the Regional Level. Sustainability*. Vol. 15. No. 9. DOI: 10.3390/su15097681
- Mantripragada, H.C., Zhai, H., Rubin, E.S. (2019). Boundary Dam or Petra Nova – Which is a better model for CCS energy supply? *International Journal of Greenhouse Gas Control*. Vol. 82. Pp. 59–68. DOI: 10.1016/J.IJGGC.2019.01.004
- Porter, M. (1990). *The Competitive Advantage of Nations*. New York: Free Press, 875 p.
- Singh, P., Haines, M. (2014). A Review of Existing Carbon Capture and Storage Cluster Projects and Future Opportunities. *Energy Procedia*. Vol. 63. Pp. 7247–7260. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.11.761
- Steen, M. (2017). Greenhouse Gas Emissions from Fossil Fuel Fired Power Generation Systems. *European Commission Joint Research Center*. Available at: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/221658dd-9556-4591-86ea-51544346a8f7> (дата обращения: 10.07.2023).
- Towler, G., Sinnott, R. (2013). Chapter 7 – Capital Cost Estimating. *Chemical Engineering Design* (Second Edition). Pp. 307–354. DOI: 10.1016/B978-0-08-096659-5.00007-9
- Van Straelen, J. et al. (2010). CO₂ capture for refineries, a practical approach // *International Journal of Greenhouse Gas Control*. Vol. 4. No. 2. Pp. 316–320. DOI: 10.1016/j.egypro.2009.01.026
- Waxman, A.R., Corcoran, S., Robison, A. et al. (2021). Leveraging scale economies and policy incentives: Carbon capture, utilization & storage in Gulf clusters. *Energy Policy*. Vol. 156. Pp. 11. DOI: 10.1016/J.ENPOL.2021.112452
- Wei, Y. M. et al. (2021). A proposed global layout of carbon capture and storage in line with a 2 C climate target. *Nature Climate Change*. Vol. 11. No. 2. Pp. 112–118. DOI: 10.1038/s41558-020-00960-0

Yao, X., Zhong, P. et al. (2018). Business model design for the carbon capture utilization and storage (CCUS) project in China. *Energy policy*. Vol. 121. Pp. 519–533. DOI: 10.1016/j.enpol.2018.06.019

Статья поступила 01.09.2023

Статья принята к публикации 21.09.2023

Для цитирования: Череповицына А.А., Череповицын А.Е., Кузнецова Е.А. Проекты улавливания, хранения и использования CO₂ и их экономическая целесообразность // ЭКО. 2024. № 1. С. 117–131. DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2024-1-117-131

Информация об авторах

Череповицына Алина Александровна (Апатиты) – кандидат экономических наук, доцент. Институт экономических проблем им. Г.П. Лузина Кольского научного центра РАН; НИИ «Центр экологической промышленной политики».

E-mail: iljinovaaa@mail.ru; ORCID: 0000-0001-5168-0518

Череповицын Алексей Евгеньевич (Санкт-Петербург) – доктор экономических наук, профессор. Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II.

E-mail: alekseicherepov@inbox.ru; ORCID: 0000-0003-0472-026X

Кузнецова Екатерина Александровна (Апатиты) – стажер-исследователь. Институт экономических проблем им. Г.П. Лузина Кольского научного центра РАН.

E-mail: katia11911@gmail.com; ORCID: 0000-0002-1435-3021

Summary

A.A. Cherepovitsyna, A.E. Cherepovitsyn, E.A. Kuznetsova

CO₂ Capture, Storage and Utilization Projects: Their Economic Viability

Abstract. One of the promising options of decarbonization for introduction into the technological processes of existing production facilities is carbon capture, storage and utilization technologies. To accelerate the pace of development of such projects abroad, the cluster approach is often used. The paper analyzes the applicability of the cluster approach to carbon capture and storage projects for Russia. The factors determining the peculiarities of management of inter-industry chains of CO₂ capture and storage are identified, a potential cluster in the Volga region is modeled, and the economic efficiency of its functioning is assessed. The authors conclude that at the moment cluster initiatives of carbon capture and storage in Russia are not profitable.

Keywords: carbon dioxide; carbon capture and storage; CCS; cluster; emissions; economic efficiency; enhanced oil recovery; CO₂-EOR

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

Information about the authors

Cherepovitsyna, Alina Aleksandrovna (Apatity) – Ph.D. (Economics), Docent. Luzin Institute for Economic Studies, Kola Science Centre of the RAS, Research Institute “Environmental Industrial Policy Centre”.

E-mail: iljinovaaa@mail.ru; ORCID: 0000–0001–5168–0518

Cherepovitsyn, Aleksei Evgenievich (Saint Petersburg) – Doctor of Economic Sciences, Professor. Saint Petersburg Mining University.

E-mail: alekseicherepov@inbox.ru; ORCID: 0000–0003–0472–026X

Kuznetsova, Ekaterina Aleksandrovna (Apatity) – Junior researcher. Luzin Institute for Economic Studies, Kola Science Centre of the RAS.

E-mail: katia11911@gmail.com; ORCID: 0000–0002–1435–3021