



Обзорная статья

Технологии секвестрации углекислого газа: роль в достижении углеродной нейтральности и подходы к оценке затрат

Д.О.СКОБЕЛЕВ¹, А.А.ЧЕРЕПОВИЦЫНА^{1,2} , Т.В.ГУСЕВА¹¹ Научно-исследовательский институт «Центр экологической промышленной политики», Мытищи, Россия² Институт экономических проблем им. Г.П.Лузина Кольского научного центра РАН, Анадырь, Россия

Как цитировать эту статью: Скобелев Д.О., Череповицна 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

Аннотация. Технологии секвестрации углекислого газа (Carbon Capture, Utilization and Storage – CC(U)S) представляют собой совокупность необходимых и перспективных мер сокращения выбросов CO₂, не используемых масштабно из-за высокой стоимости решений. Цель статьи – обзор и анализ подходов к оценке затрат на технологии секвестрации с определением прогнозируемого вклада решений в достижение углеродной нейтральности. Исследование показало наличие большого количества подходов к оценке цикла CCS, отсутствие унификации, ограниченность и разброс данных по стоимости решений. Тем не менее наблюдается ряд сложившихся подходов к оценке затрат: разделение отраслей-адаптеров CCS на дешевые и дорогие; определение затрат по стадиям технологического цикла (улавливание, транспорт, захоронение) и отраслям-адаптерам технологий (электроэнергетика и другие промышленные сектора); расчет удельных показателей для сравнения с другими опциями декарбонизации и др. Результаты исследования могут служить базой для разработки подходов к оценке затрат на CCS в России, необходимых для планирования мер государственной поддержки и вовлечения бизнеса в реализацию этих инициатив.

Ключевые слова: углекислый газ; технологии секвестрации; затраты; углеродная нейтральность; CCS; CC(U)S; стоимость улавливания; подходы к оценке; стоимость захоронения; оценка затрат

Поступила: 14.10.2022

Принята: 13.12.2022

Онлайн: 27.02.2023

Опубликована: 27.02.2023

Введение. Ископаемое топливо играет ключевую роль в мировой энергетике; по мнению экспертов, в ближайшие десятилетия ожидать существенного изменения ситуации не следует [1]¹. Вклад процессов получения и использования энергии с применением ископаемого топлива в эмиссию парниковых газов составляет почти три четверти от совокупной глобальной эмиссии. Оставшаяся четверть – это выбросы от сельского и лесного хозяйства и землепользования, а также выбросы, связанные с производственными процессами и отходами². Для повышения ресурсной эффективности, снижения углеродоемкости мировой экономики и достижения целей Парижского соглашения эмиссии парниковых газов необходимо сократить примерно на 45 % к 2030 г. (по сравнению с 2010 г.) с последующим снижением до нуля^{3,4} к 2050 г.

Движение к глобальной углеродной нейтральности – процесс труднопрогнозируемый и сложнореализуемый. Межправительственная группа экспертов по изменению климата (МГЭИК; Intergovernmental Panel on Climate Change – IPCC) и Международное энергетическое агентство (МЭА; International Energy Agency – IEA) определяют технологии улавливания, утилизации и захоронения

¹ EIA: Annual Energy Outlook 2022. URL: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/> (дата обращения 20.05.2022).

² A Global Breakdown of Greenhouse Gas Emissions by Sector. URL: <https://www.visualcapitalist.com/cp/a-global-breakdown-of-greenhouse-gas-emissions-by-sector/> (дата обращения 10.11.2022).

³ UNFCCC: What is the Paris Agreement? URL: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement> (дата обращения 20.05.2022).

⁴ UNFCCC: Glasgow Climate Pact. URL: <https://unfccc.int/documents/310475> (дата обращения 20.05.2022).

углекислого газа (Carbon Capture, Utilization and Storage – CC(U)S) в перечень обязательных мер декарбонизации^{5,6}. Согласно данным Глобального института CCS (Global CCS Institute)⁷, в 2022 г. в мире действовали 29 коммерческих проектов CC(U)S и их число возрастило⁸. Лидеры-адаптеры CC(U)S – нефтегазовый сектор и электроэнергетика.

Стратегия социально-экономического развития РФ с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г.⁹ включает широкий спектр мер, направленных на сокращение выбросов, в том числе применение технологий CC(U)S. При этом российское климатическое регулирование находится на этапе становления [2]^{10,11}, но такие компании, как «Татнефть», «Газпром нефть», «Новатэк»^{12,13,14} уже проявляют интерес к проектам секвестрации. По состоянию на 2022 г. в России нет действующих проектов CC(U)S¹⁵.

Необходимость масштабного использования CC(U)S обуславливает важность оценки их стоимости. Технологии не являются экономически целесообразными, широко распространенными и зрелыми по всему спектру решений, поэтому существует большой разброс мнений относительно подходов к оценке стоимости цикла CC(U)S. Наработанные подходы не унифицированы, применяются точечно для конкретных целей и отраслей. Для построения более понятных моделей реализации проектов секвестрации следует выполнить обзор и анализ существующих подходов, методик и оценок, пригодных для планирования затрат на CC(U)S. Это будет способствовать более широкому распространению мер государственной поддержки проектов секвестрации и большей заинтересованности бизнеса.

В статье поднимаются следующие исследовательские вопросы: Каков прогнозируемый вклад технологий секвестрации CO₂ в достижение углеродной нейтральности? Каковы общие подходы к оценке затрат на проекты секвестрации, а также подходы и методики для различных отраслей и звеньев цепочки CCS? Какие факторы определяют уровень затрат на CCS?

Методы. Анализируются подходы, представленные в аналитических материалах и научных статьях, которые применяются в мировой практике для оценки затрат на технологии секвестрации. Материалами исследования выступали данные, представленные в открытых источниках такими организациями, как МГЭИК, МЭА, Глобальный институт CCS, Международное агентство по возобновляемым источникам энергии (IRENA), консалтинговое агентство Kearney, компания BP и др. Технологии CC(U)S находятся на начальных этапах развития по всему миру, поэтому данные (особенно технико-экономического характера), представленные в открытых источниках, ограничены.

Работа основана на доступных данных, контент-анализе материалов организаций, занимающихся вопросами секвестрации CO₂, и научных статей. Основные методы исследования – методы системного, сравнительного, критического и причинно-следственного анализа. Для решения частных

⁵ IPCC: Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. URL: <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/> (дата обращения 20.05.2022).

⁶ IEA: Net-zero by 2050. URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/Net-Zeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf (дата обращения 20.05.2022).

⁷ Global CCS Institute: CO₂RE Facilities Database. URL: <https://CO2re.co/> (дата обращения 20.05.2022).

⁸ Global CCS Institute: Global status of CCS 2021. URL: https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/10/2021-Global-Status-of-CCS-Report_Global_CCS_Institute.pdf (дата обращения 18.05.2022).

⁹ Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года. URL: <http://static.government.ru/media/files/ADKkCzp3fWO32e2yA0BhtIpyzWfHaiUa.pdf> (дата обращения 01.10.2022).

¹⁰ Федеральный закон от 02.07.2021 г. № 296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов». URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_388992/ (дата обращения 20.05.2022).

¹¹ Федеральный закон от 06.03.2022 г. № 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации». URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202203060003> (дата обращения 20.05.2022).

¹² Целевые программы Группы «Татнефть» по снижению углеродного следа. URL: <https://2019.tatneft.ru/izmenenie-klimata-i-ustojchivoe-energeticheskoe-budushee/celevye-programmy-gruppy-tatneft-po-snizheniyu-uglerodnogo-sleda/> (дата обращения 20.05.2022).

¹³ «Газпром нефть» раскрыла детали российского проекта улавливания CO₂. URL: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2021/12/17/901240-gazprom-neft-taskrila> (дата обращения 20.05.2022).

¹⁴ Новатэк: Мероприятия по сохранению климата. URL: <https://www.novatek.ru/ru/development/environmental/technologies/> (дата обращения 20.05.2022).

¹⁵ Global CCS Institute: CO₂RE Facilities Database (дата обращения 20.05.2022).



задач использованы методы прогнозирования (консенсус-прогноз), систематизации, типологии, декомпозиции. Особое внимание уделено экспертной оценке – сбору, анализу и сопоставлению мнений экспертов по поднимаемым вопросам.

Обсуждение результатов. *Сущность CC(U)S и вклад в достижение углеродной нейтральности.* CC(U)S относится к ряду «зеленых» технологий, однако носит скорее комплементарный характер. Эксперты называют ее проверенной и безопасной технологией (*proven and safe technology*) [3], которая направлена на сокращение выбросов CO₂, а также ключевой технологией для декарбонизации секторов, в которых существует ограниченное количество других опций декарбонизации (цементная, металлургическая и химическая промышленности)¹⁶.

Суть технологии сводится к улавливанию выбросов техногенного CO₂ из крупных энергетических или промышленных источников в тех случаях, когда выбросы нельзя предотвратить или сократить другими способами. Комплекс CC(U)S включает улавливание CO₂ из отходящих газов промышленных предприятий (например, сталелитейных, химических и цементных заводов), угольных теплоэлектростанций, нефте- и газоперерабатывающих комбинатов, а также его компримирование (сжатие), транспортировку, использование (в ряде случаев) и закачку в геологические хранилища для бессрочного хранения. Самым распространенным вариантом использования CO₂ является его применение для повышения нефтеотдачи (проекты CO₂-EOR (Enhanced Oil Recovery) с последующим хранением в истощенных нефтяных и газовых месторождениях.

Различные комбинации звеньев технологической цепочки формируют типологию проектов:

- Carbon Capture and Storage (CCS) – комплекс технологий, предполагающий улавливание и последующее бессрочное захоронение CO₂ в глубоких геологических формациях;
- Carbon Capture and Utilization (CCU) – комплекс технологий, предполагающий улавливание и последующее полезное использование захваченного CO₂ для получения продуктов с экономической ценностью;
- Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS) – комбинация предыдущих групп: улавливание CO₂, его последующее полезное использование и захоронение.

Структура технологической цепочки CC(U)S варьирует в зависимости от источника выбросов, способа улавливания, варианта транспортировки и того, на какие цели направляется уловленный CO₂.

Из 29 действующих проектов по всему миру только в 8 углекислый газ не используется для повышения нефтеотдачи пластов (CO₂-EOR). Большая часть проектов (14) реализуется на территории США, затем следуют Китай и Канада – по четыре проекта в каждой стране. В 14 из действующих проектов CO₂ улавливается на предприятиях по переработке природного газа. В 2021 г. в Исландии начал работу первый крупномасштабный проект CCS с улавливанием углекислого газа напрямую из атмосферы (Direct Air Capture – DAC) [4]; во всех остальных действующих проектах CO₂ улавливается из промышленных источников (техногенный CO₂).

В данной статье исследования сосредоточены на проектах CCS как более распространенных и понятных для проведения обзора и анализа; под секвестрацией углекислого газа подразумевается комплекс технологий CCS.

Суммарная мощность действующих проектов CCS в мире по разным оценкам составляет 40-50 Mt CO₂ в год^{17,18}, а с учетом находящихся на стадии разработки проектов (по состоянию на 2021 г.) – 149,3 Mt CO₂ в год¹⁹, что недостаточно для достижения климатических целей. Несмотря на то, что количественные прогнозы развития мощностей улавливания и их возможного вклада в достижение углеродной нейтральности в долгосрочной перспективе рознятся, они подтверждают перспективность данного комплекса технологий.

Основываясь на оценке МГЭИК о требованиях к улавливанию CO₂ для удержания роста температуры в пределах климатических целей²⁰, Глобальный институт CCS сделал вывод, что

¹⁶ KEARNEY: Carbon Capture Utilization and Storage Towards Net-Zero 2021. URL: <https://www.kearney.com/documents/17779499/17781864/CCUS-2021+FactBook.pdf> (дата обращения 19.05.2022).

¹⁷ Global CCS Institute: Global status of CCS 2021 (дата обращения 18.05.2022).

¹⁸ KEARNEY: Carbon Capture Utilization and Storage Towards Net-Zero 2021 (дата обращения 19.05.2022).

¹⁹ Global CCS Institute: Global status of CCS 2021 (дата обращения 18.05.2022).

²⁰ IPCC: Global Warming of 1.5 °C. Summary for Policymakers. URL: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2022/06/SPM_version_report_LR.pdf (дата обращения 20.05.2022).

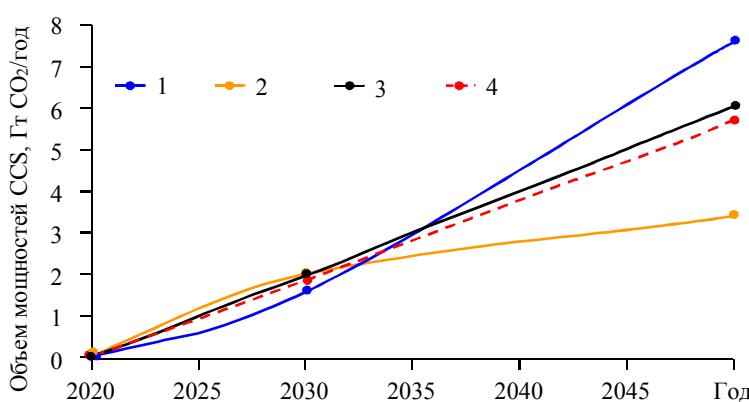


Рис.1. Консенсус-прогноз развития мощностей CCS в случае достижения нулевых выбросов к 2050 г.

1 – IEA; 2 – IRENA; 3 – BP; 4 – консенсус-прогноз

ровой индустрии CCS к размеру мировой газовой промышленности²².

Согласно сценарию МЭА Net Zero, направленному на достижение цели 1,5 °C, технологии CCS не получат стремительного развития в ближайшие 5 лет; при этом к 2030 г. прогнозируется их резкий рост до 1,6 Гт с увеличением до 7,6 Гт к 2050 г.²³ Компания BP, принимая во внимание повышение интереса к декарбонизации по всему миру и допуская, что поставленные цели будут достигнуты, в своем сценарии Net Zero прогнозирует рост суммарной мощности CCS до 6 Гт CO₂ в год к 2050 г.²⁴

По мнению агентства IRENA, улавливание углекислого газа достигнет уровня 3,4 Гт CO₂ в год к 2050 г. Также отмечается, что для достижения уровня в 1,5 °C необходимо нарастить масштабы улавливания с 1 до 2 Гт CO₂ в год уже к 2030 г. [5]. Сравнительно низкое значение прогнозных данных объясняется предположением о том, что недорогие возобновляемые источники энергии (ВИЭ) для многих секторов поставят под сомнение сценарий улавливания CO₂ в сочетании с продолжением использования ископаемого топлива.

Учитывая нелинейность мирового роста мощностей CCS и отсутствие унифицированных прогнозных данных за определенный период, имеющиеся в открытых источниках данные целесообразно представить в виде графика, отражающего возможные сценарии увеличения мощностей улавливания, использования и хранения CO₂ в ближайшие 30 лет (рис.1)^{25,26}.

Для анализа и выработки консенсус-прогноза прогнозные значения представлены с ориентацией на то, что развитие мощностей CCS является обязательным условием достижения целей Парижского соглашения.

Разрыв между существующими (около 40-50 Мт CO₂ в год) и необходимыми для достижения указанных целей мощностями CCS (5,8 Гт CO₂ в год по консенсус-прогнозу) является существенным (два порядка). При прогнозируемых масштабах улавливания в год и существующем объеме годовых выбросов – 36,3 Гт (2021 г.)²⁷ – можно предположить, что доля CCS среди прочих мер декарбонизации может занять порядка 16 %. Это примерно соотносится с прогнозом IEA, которое заявляет, что доля CCS в общем объеме мер декарбонизации может составить порядка 18 %²⁸. Все

²¹ Global CCS Institute: Global status of CCS 2021 (дата обращения 18.05.2022).

²² Там же.

²³ IEA: Net-zero by 2050 (дата обращения 20.05.2022).

²⁴ BP: Energy Outlook 2022 edition. 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 20.05.2022).

²⁵ IEA: Net-zero by 2050 (дата обращения 20.05.2022).

²⁶ BP: Energy Outlook 2022 edition (дата обращения 20.05.2022).

²⁷ IEA: Global Energy Review: CO₂ Emissions in 2021. URL: <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-co2-emissions-in-2021-2> (дата обращения 03.07.2022).

²⁸ IEA: Net-zero by 2050 (дата обращения 20.05.2022).

к 2050 г. общемировой показатель улавливания антропогенного CO₂ должен превысить 5 Гт/год для компенсации остаточных выбросов, которые трудно сократить, и для корректировки глобального углеродного бюджета²¹. Для этих целей к 2050 г. масштабы секвестрации CO₂ должны вырасти более чем в 100 раз. Основываясь на этой оценке, эксперты прогнозируют сооружение от 70 до 100 объектов CCS в год, создание до 100 тыс. рабочих мест в строительстве и 30-40 тыс. постоянных рабочих мест для операторов и обслуживающего персонала, а также приближение ми-



это потребует увеличения мер поддержки для повышения скорости и увеличения масштабов их развития [6]. Темпы развития CCS будут определять и масштабы инвестиций, направляемых на реализацию инициатив.

Инициативы CCS: общие подходы к оценке затрат на их реализацию. В основе представленных в открытых источниках значений затрат на технологии секвестрации лежат различные подходы и методы их определения, в том числе экспертные оценки, результаты моделирования, инженерные исследования, использование и модификация ранее опубликованных данных [7]. Методы и подходы, используемые для расчета таких значений и определения диапазонов затрат, формировались исследователями в процессе развития научного и практического знания в области технологий секвестрации и могут отличаться между работами. В связи с этим важным для оценки и анализа стоимостных характеристик технологий CCS, представленных в различных источниках, является рассмотрение подходов к оценке затрат и понимание отличий основных методик. В табл. 1 приведена информация об основных подходах, используемых для оценки комплекса этих технологий в мировой практике.

Таблица 1

Характеристика подходов к оценке затрат на CCS [8, 9]²⁹

Подход	Суть
Определение общей стоимости секвестрации на 1 т CO ₂	Позволяет унифицировать оценку по разным отраслям и технологическим цепочкам, сравнивать решения с другими опциями декарбонизации (ВИЭ, энергоэффективность и др.)
Оценка затрат:	
по стадиям технологического цикла	Базовый подход, применяемый по всем отраслям. Позволяет определять затраты по каждому звену технологической цепочки (улавливание, транспортировка, хранение) и после компоновать их при разных условиях
по отраслям применения	Подход, ориентированный на оценку затрат в разных отраслях. Обычно применяется к этапу улавливания с конкретного объекта, принадлежащего определенной отрасли
в вариантах BASE и ОРТИ (базовые и оптимизированные затраты)	Оценка базовых (первые мощности с самыми высокими затратами) и оптимизированных затрат (усовершенствованные мощности с более низкими затратами). Позволяет отслеживать снижение затрат в связи с усовершенствованием решений и прогнозировать последующее улучшение экономики секвестрации
Разделение отраслей-адаптеров CCS на электроэнергетику и промышленность	Разделение отраслей на две общие группы: электроэнергетика; другие промышленные сектора. Используются разные подходы (методики) к оценке затрат

Главным показателем для оценки решений CCS является стоимость секвестрации на одну тонну CO₂. Это позволяет сравнивать различные варианты технологий секвестрации между собой и с другими опциями по декарбонизации, включая ВИЭ³⁰. Для технологий CCS такой показатель является высоким. Например, в «дорогих» отраслях-адаптерах CCS (сталелитейное и цементное производство) затраты на технологический процесс могут достигать 199 и 194 дол./т CO₂ соответственно³¹, что является главным препятствием на пути их развития. За восемь лет 14 потенциально крупных проектов отменены, 11 из них по экономическим причинам³². Поскольку суть подхода сводится к делению совокупных затрат на CCS на массу выбросов CO₂, сначала необходимо определить, относительно какого количества углекислого газа будет вестись расчет – уловленного (captured) или предотвращенного (avoided). Разница между двумя параметрами графически представлена в [8] и отражена на рис.2.

В связи с тем, что ввод установок увеличивает общее количество выбросов CO₂ на объекте, величина предотвращенных выбросов всегда меньше уловленных, а стоимость на тонну CO₂ обратно пропорциональна этому. Более точным является учет предотвращенных выбросов,

²⁹ ZEP: The Costs of CO₂ Capture, Transport and Storage 2011. URL: <https://zeroemissionsplatform.eu/wp-content/uploads/Overall-CO2-Costs-Report.pdf> (дата обращения 21.05.2022).

³⁰ KEARNEY: Carbon Capture Utilization and Storage Towards Net-Zero 2021 (дата обращения 19.05.2022).

³¹ Irlam L. Global Costs of Carbon Capture and Storage 2017 Update // Global CCS Institute. 2017. 16 p.

³² KEARNEY: Carbon Capture Utilization and Storage Towards Net-Zero 2021 (дата обращения 19.05.2022).

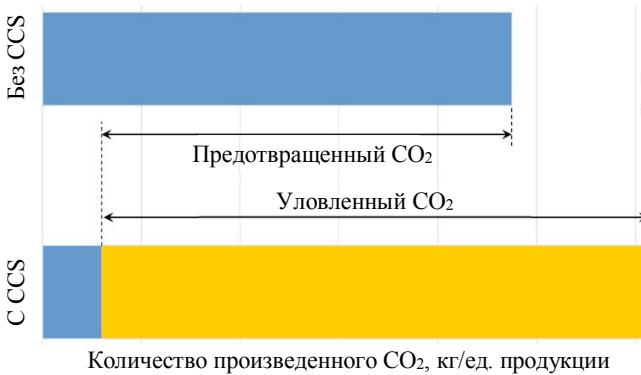


Рис.2. Разница между массой уловленного (CO₂ captured) и предотвращенного CO₂ (CO₂ avoided) [8]

1 – выбросы; 2 – уловлено

(Levelized Energy Cost – LEC; Levelized Cost of Energy – LCOE), представляющий собой цену безубыточности производства товара [11]:

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

где O_i – годовой объем электричества произведенного и проданного, МВт; Π – цена электричества (LCOE), у.е.; I_i – годовые инвестиции в CCS (сумма инвестиций за весь срок реализации проекта, деленная на количество лет), у.е.; Э_i – годовые эксплуатационные расходы на CCS, у.е.; T_i – расходы на топливо (вынесено отдельно как самая крупная статья эксплуатационных расходов), у.е.; i – расчетное количество лет работы проекта; r – ставка дисконтирования.

Преобразовав уравнение (1), можно получить формулу показателя LCOE, определяемую как средняя расчетная себестоимость производства электроэнергии на протяжении всего жизненного цикла электростанции. Изначально показатель предложен для определения стоимости предотвращения выбросов CO₂ в энергетике [8], но позднее адаптирован и для промышленности (Levelised Cost of Key Material – LCOKM):

$$LCOE = \frac{\sum_i \frac{I_i + \mathcal{E}_i + T_i}{(1+r)^i}}{\sum_i \frac{O_i}{(1+r)^i}}. \quad (2)$$

Первый метод для оценки затрат на 1 т предотвращенных выбросов – «исчерпывающий» (exhaustive) – напрямую связан с показателем нормированной стоимости электроэнергии. Суть метода заключается в сравнении себестоимости производства на объекте с CCS и такого же объекта без CCS и определении стоимости секвестрации на тонну CO₂:

$$C_{CO_2} = \frac{(LCOKM)_{CCS} - (LCOKM)_{ref}}{\left(\frac{\text{тонны}_{CO_2}}{\text{ед}_{пр}} \right)_{ref} - \left(\frac{\text{тонны}_{CO_2}}{\text{ед}_{пр}} \right)_{CCS}}, \quad (3)$$

где LCOKM_{CCS}, LCOKM_{ref} – нормированная стоимость единицы продукции с CCS и без CCS; тонны_{CO₂}/ед_{пр}_{ref}, тонны_{CO₂}/ед_{пр}_{CCS} – количество выбросов CO₂ на единицу продукции без CCS и с CCS, т.

поэтому рассматриваются методы с этим показателем. Количество уловленного CO₂ также часто используется в расчетах. Особенно актуальным становится показатель стоимости затрат на тонну уловленного CO₂ при учете затрат только на этапе улавливания, так как позволяет в случае продажи CO₂ сравнивать его стоимость с рыночной ценой и оценить экономическую целесообразность проекта [9].

Можно выделить три общих для всех отраслей метода оценки затрат на 1 т предотвращенных выбросов [10]. В основе этих методов лежит показатель нормированной стоимости электроэнергии



Несмотря на преимущественную точность метода, его существенным недостатком является необходимость сбора значительного количества технических и экономических данных о рассматриваемом объекте [10]. Если реализация проекта CCS на предприятии не влияет на основное производство, то возможно использование двух методов. Второй метод учитывает дисконтированные денежные потоки проекта CCS. Стоимость секвестрации на тонну CO₂ определяется формулой

$$C_{\text{CO}_2} = \frac{\text{NPV}}{\sum_i \frac{\text{тонны}_{\text{CO}_2}(i)}{(1+r)^i}}, \quad (4)$$

где NPV – чистая дисконтированная стоимость проекта CCS (Net Present Value), у.е.; тонны_{CO₂} – количество предотвращенных выбросов в год, т.

Для упрощенного расчета можно использовать третий метод оценки затрат. Применение этого метода требует допущения, что ежегодные эксплуатационные расходы и количество предотвращенных выбросов CO₂ остаются постоянными в течение всего срока реализации проекта [10]:

$$C_{\text{CO}_2} = \frac{I_i + \mathcal{E}_i}{\text{тонны}_{\text{CO}_2}}. \quad (5)$$

Перечисленные методы расчета также могут использоваться для оценки затрат по стадиям технологического цикла и по отраслям. Подход, связанный с разделением CCS на стадии, является ключевым при оценке затрат на комплекс технологий. Общая величина затрат на CCS складывается из следующих затрат [3]: улавливания CO₂ в источнике выбросов, его выделения и очистки (для последующего использования); обезвоживания и сжатия/сжижения CO₂ в зависимости от метода транспортировки; транспортировки CO₂ по трубопроводу, на судне или посредством другого транспорта; закачки CO₂ под землю и последующего мониторинга хранилища. Улавливание обычно составляет около 75 % от общей стоимости всей технологической цепочки, транспортировка и хранение – порядка 25 %³³. Стоимость улавливания также является главным показателем при оценке затрат на CCS по отраслям-адаптерам технологий. К относительно дешевым производствам можно отнести переработку природного газа, производство этанола и аммиака^{34,35,36}.

В литературе описан и подход к определению базовых и оптимизированных затрат. Базовые затраты (BASE) представляют собой консервативные затраты – это первые мощности/блоки CCS, построенные сразу после демонстрационной фазы. Оптимизированные затраты (OPTI) – это затраты на усовершенствованных мощностях/блоках, включая технологические улучшения, доработанные решения. Обычно затраты в оценках OPTI ниже затрат в оценках BASE; оба вида затрат представляют собой усовершенствование и развитие технологий после успешной демонстрации, однако это недостаточно зрелые технологии, которые будут доступны только в долгосрочной перспективе³⁷.

Развитие CCS сначала ориентировалось на объекты энергетики, однако в последнее десятилетие эта деятельность активно развивается в углеродоемких отраслях промышленности, в том числе в сырьевом секторе [12]. Общий подход, предусматривающий разделение отраслей на электроэнергетику и другие промышленные сектора, основан на разнице в методах расчета затрат. Поскольку основным продуктом электроэнергетики является электроэнергия, также используемая

³³ KEARNEY: Carbon Capture Utilization and Storage Towards Net-Zero 2021 (дата обращения 19.05.2022).

³⁴ National Petroleum Council: Meeting the Dual Challenge, A Roadmap to at-scale deployment of carbon capture use and storage. Chapter Two – CCUS Supply Chains and Economics. URL: https://dualchallenge.npc.org/files/CCUS-Chap_2-030521.pdf (дата обращения 27.05.2022).

³⁵ IEA: CCUS in Clean Energy Transitions. Part of Energy Technology Perspectives. URL: https://iea.blob.core.windows.net/assets/181b48b4-323f-454d-96fb-0bb1889d96a9/CCUS_in_clean_energy_transitions.pdf (дата обращения 27.05.2022).

³⁶ Moch J.M., Xue W., Holdren J.P. Carbon Capture, Utilization, and Storage: Technologies and Costs in the U.S. Context. URL: <https://www.belfercenter.org/publication/carbon-capture-utilization-and-storage-technologies-and-costs-us-context> (дата обращения 27.05.2022).

³⁷ ZEP: The Costs of CO₂ Capture, Transport and Storage 2011 (дата обращения 21.05.2022).

для работы установок улавливания, становится возможным рассматривать затраты на эксплуатацию CCS как уменьшение в конечном объеме производства электроэнергии на объекте. Это позволяет использовать в отношении электроэнергетики специфические показатели: нормированную стоимость электроэнергии, рассмотренную и основанную на росте стоимости производства на единицу произведенной электроэнергии, а также предполагающие учет потерь энергии или снижение эффективности, когда производительность станции без CCS сравнивается с производительностью этой же станции с CCS и др. [7].

Парциальное давление CO₂ в отходящих газах энергетики достигает существенно меньших значений, чем на многих промышленных источниках [3]. Это напрямую влияет на большую стоимость улавливания и, соответственно, всего процесса секвестрации на энергетических объектах. Стоит отметить, что на начало 2022 г. в эксплуатации остался только один коммерческий проект по улавливанию CO₂ – на электростанции Boundary Dam в Канаде.

Затраты на CCS на разных стадиях (улавливание, транспорт и хранение): диапазоны и подходы к оценке. Технологическая цепочка CCS может быть разной в зависимости от источника выбросов, способа улавливания, вариантов транспортировки и захоронения CO₂. При оценке комплексных решений CCS необходимо рассматривать разный набор возможных комбинаций. Базовым подходом к оценке затрат является разделение технологической цепочки на стадии: улавливание, транспорт и хранение. Затраты на реализацию комплекса CCS складываются по каждому звену технологической цепочки.

Улавливание углекислого газа обычно является самой затратной частью всей технологической цепочки. Это одна из причин низких темпов развития CCS [3]. Выделяют три основные группы технологий улавливания CO₂ [13]:

- После сжигания (post-combustion) – наиболее зрелая, широко используемая (не в нефтегазовом секторе) и экономически эффективная технология [14]. Подразумевает удаление CO₂ из дымовых газов, образующихся после сжигания ископаемого топлива или других углеродсодержащих материалов (биомассы), и применяется преимущественно на тепловых электростанциях [15, 16]; примером ее использования может служить проект Boundary Dam (Канада), который представляет собой первую в мире угольную электростанцию, успешно использующую технологию CCS³⁸.

- До сжигания (pre-combustion) – более энергоэффективный процесс, чем улавливание после сжигания, однако он требует более высоких капитальных затрат на интегрированный комбинированный цикл газификации [13]. Применяется для улавливания CO₂ при производстве электроэнергии, а также в промышленности (химические, сталелитейные заводы). Примером могут служить американские проекты Great Plains, где источником выбросов является производство синтетического природного газа, и Coffeyville, где выбросы поступают с завода по производству удобрений [17, 18].

- Кислородно-топливное сжигание (oxy-fuel combustion) – процесс, при котором горение происходит в среде, обогащенной кислородом, в результате чего образуются отходящие газы, состоящие в основном из CO₂ (~ 89 % по объему) и водяного пара [16]. Данный подход менее зрелый, чем предыдущие, но он активно используется в новых проектах, находящихся на стадии разработки [19].

Стоимость улавливания обычно вычисляется как сумма капитальных и эксплуатационных затрат на установку, выраженная в долларах США за тонну уловленного или предотвращенного CO₂. Такие затраты называют «выровненными затратами» на улавливание, они обычно выступают основой для сравнительного анализа разных по мощности и отраслям применения улавливающих установок.

В табл.2 приведены затраты на улавливание 1 т углекислого газа, представленные разными источниками (МЭА, Национальный нефтяной совет США (National Petroleum Council – NPC), исследовательский центр Belfer Center Гарвардского университета) в открытом доступе в ценах, приведенных к 2019 г.

³⁸ SaskPower: Boundary Dam Carbon Capture Project. URL: <https://www.saskpower.com/Our-Power-Future/Infrastructure-Projects/Carbon-Capture-and-Storage/Boundary-Dam-Carbon-Capture-Project> (дата обращения 27.05.2022).



Таблица 2

Сравнение стоимостей улавливания из разных источников для условий США в ценах 2019 г.^{39, 40, 41}

Источник	Международное энергетическое агентство (IEA)	Национальный нефтяной совет США (NPC)	Исследовательский центр Belfer Center
Угольные теплоэлектростанции	50-100	83-268	19-128
Газовые теплоэлектростанции	н/д	93-290	48-146
Производство цемента	60-120	64-95	18-199
Сталелитейное производство	40-100	75-113	8-129
Производство водорода	50-80	61-88	63-132
Производство этанола	н/д	24-34	25-35
Производство аммиака	25-35	21-30	21-31
Переработка природного газа	15-25	23-35	н/д

Как видно из табл.2, стоимость улавливания тонны CO₂ применительно к одной отрасли варьирует в широких пределах. Это объясняется различиями в источниках выбросов, мощности объектов, стоимости электроэнергии, оборудования и другими факторами. Несмотря на отличие значений между разными источниками данных, между отраслями применения прослеживается условное деление на «дорогие» и «дешевые». При этом значения стоимости в «дешевых» отраслях между источниками литературы варьируют меньше, чем в «дорогих». Так, затраты на улавливание при производстве аммиака составляют 21-35 дол., тогда как диапазон затрат в цементной отрасли составляет 18-199 дол.

На рис.3^{42,43,44} представлены стоимость улавливания углекислого газа из атмосферы (по данным МЭА) и диапазоны затрат на разных промышленных объектах с разделением отраслей-адаптеров CCS на «дорогие» и «дешевые».

Затраты на улавливание могут составлять до ¾ общей стоимости проектов CCS; эти оценки применимы к таким отраслям, как производство электроэнергии, цемента, стали («дорогие» отрасли). Одним из факторов, усложняющих улавливание в этих отраслях, является низкая концентрация CO₂ в потоке отходящих газов. Напротив, в отраслях, где наблюдается высокое содержание CO₂ в потоке отходящих газов, затраты на улавливание и всю цепочку CCS значительно ниже. К таким отраслям относится, например, переработка природного газа, производство этанола и аммиака [3]⁴⁵.

Касательно производства водорода путем риформинга и газификации угля, при улавливании из концентрированного потока затраты будут невысокие, а степень улавливания – порядка 60 % от общих выбросов [20]. Процент улавливания может быть увеличен до 90 % при дополнительном улавливании из низкоконцентрированного потока, что повышает стоимость⁴⁶. В этой связи производство водорода может быть как «дорогой», так и «дешевой» отраслью-адаптером CCS.

Транспортировка углекислого газа является важной частью технологической цепочки, так как призвана соединять источники улавливания CO₂ с местами его хранения. В мировой практике распространены два основных способа транспортировки углекислого газа – по трубопроводам и на судах (редко – грузовым и железнодорожным транспортом) [21]. Транспортировка газа любым из

³⁹ National Petroleum Council: Meeting the Dual Challenge, A Roadmap to at-scale deployment of carbon capture use and storage. Chapter Two – CCUS Supply Chains And Economics (дата обращения 27.05.2022).

⁴⁰ IEA: CCUS in Clean Energy Transitions. Part of Energy Technology Perspectives (дата обращения 27.05.2022).

⁴¹ Moch J.M., Xue W., Holdren J.P. Carbon Capture, Utilization, and Storage: Technologies and Costs in the U.S. Context (дата обращения 27.05.2022).

⁴² National Petroleum Council: Meeting the Dual Challenge, A Roadmap to at-scale deployment of carbon capture use and storage. Chapter Two – CCUS Supply Chains And Economics (дата обращения 27.05.2022).

⁴³ IEA: CCUS in Clean Energy Transitions. Part of Energy Technology Perspectives (дата обращения 27.05.2022).

⁴⁴ Moch J.M., Xue W., Holdren J.P. Carbon Capture, Utilization, and Storage: Technologies and Costs in the U.S. Context (дата обращения 27.05.2022).

⁴⁵ KEARNEY: Carbon Capture Utilization and Storage Towards Net-Zero 2021 (дата обращения 19.05.2022).

⁴⁶ IEA: CCUS in Clean Energy Transitions. Part of Energy Technology Perspectives (дата обращения 27.05.2022).

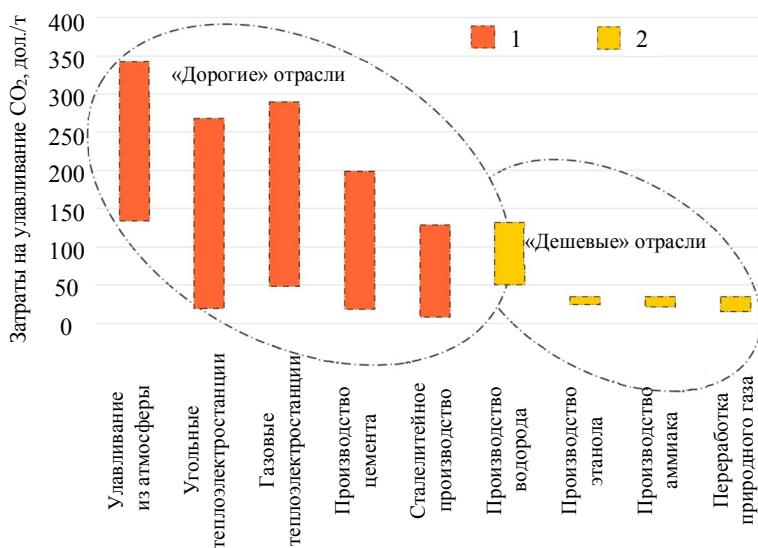


Рис.3. Стоимость улавливания CO₂ из атмосферы и по отраслям промышленности

Концентрации газа: 1 – низкая; 2 – высокая

этих способов транспортировки CO₂. Стоимость транспортировки зависит прежде всего от территориального расположения мощностей проекта и существующей системы транспорта. Например, затраты на транспортировку 2 млн т углекислого газа в год трубопроводом оценивают в 4-31 дол./т, морским транспортом – 21-27 дол./т в зависимости от расстояния⁴⁸.

По данным теоретического исследования Zero Emissions Platform⁴⁹, существует зависимость затрат на транспортировку от массы CO₂ и расстояния. При необходимости транспортировки больших количеств CO₂ на небольшие и средние расстояния целесообразно использовать трубопроводы, при этом стоимость на тонну будет расти пропорционально увеличению расстояния. Морской транспорт требует предварительного сжижения газа, что значительно увеличивает затраты, поэтому этот вид транспорта экономически предпочтителен к использованию при средних объемах и на дальние расстояния [22]. В исследовании⁵⁰ доказано, что при транспортировке газа трубопроводом эффект масштаба является ярко выраженным.

Геологическое захоронение углекислого газа – заключительный этап в цепочке CCS. Технологические и другие решения по закачке, хранению и мониторингу CO₂ в недрах Земли давно и хорошо известны. Хранение CO₂ требует его сжатия; для поддержания высокого давления пласт-хранилище должен находиться на глубине не менее 800 м [23]. Обычно CO₂ хранится в геологических формациях, сравнимых с теми, которые естественным образом содержат воду, нефть или газ; используемые технологии являются практически теми же, что и для повышения нефтеотдачи пластов [3].

Можно выделить три зрелых варианта хранения углекислого газа [3]⁵¹: закачка углекислого газа в нефтяной пласт для повышения нефтеотдачи и последующего хранения (технологии CO₂-EOR); хранение в соленосных пластах и истощенных (выработанных) нефтяных и газовых месторождениях.

Закачка газа осуществляется в пласт через скважину, где он остается в ловушке; весь процесс сопровождается постоянным мониторингом до начала, во время закачки и после закрытия скважины. Первая технология (CO₂-EOR) вместе с хранением представляет собой полезное использование газа для повышения нефтеотдачи, а два других решения – его пассивное хранение. Большая

этих методов является зрелым технологическим процессом [3], отработанным газовой промышленностью на протяжении 80 лет, но не масштабным. Большая часть газа по действующим проектам транспортируется трубопроводами. На территорию США приходится порядка 85 % всех трубопроводов для транспортировки CO₂ [3]; трубопроводы также функционируют в Канаде, Бразилии, Китае, Нидерландах, Норвегии, Саудовской Аравии и ОАЭ⁴⁷. Транспортировка CO₂ судами технологически очень схожа с транспортировкой сжиженного природного газа. Можно предположить, что технологически не существует проблем, которые могут препятствовать использованию и масштабированию

⁴⁷ IEA: CCUS in Clean Energy Transitions. Part of Energy Technology Perspectives (дата обращения 27.05.2022).

⁴⁸ Там же.

⁴⁹ ZEP: The Costs of CO₂ Capture, Transport and Storage 2011 (дата обращения 21.05.2022).

⁵⁰ Там же.

⁵¹ KEARNEY: Carbon Capture Utilization and Storage Towards Net-Zero 2021 (дата обращения 19.05.2022).



часть проектов CCS в мире реализуется по технологии CO₂-EOR. Каждый из этих видов хранения может быть реализован в резервуарах, расположенных на суше (подземных, onshore) и в море (шельфовых, offshore). Большинство действующих коммерческих проектов используют в качестве хранилищ глубокозалегающие соленосные пласти на суше, а истощенные нефтегазовые месторождения используются в основном для пилотных и демонстрационных проектов из-за самых низких затрат [3].

Технологии закачивания газа в пласты и мониторинга хранилищ в нефтегазовой промышленности широко распространены, что позволяет адаптировать их для целей CCS. Оценки затрат на захоронение CO₂ в этой отрасли ориентировочные и характеризуются достаточно большим разбросом. По данным МЭА, для условий США стоимость захоронения углекислого газа оценивается в 5-55 дол./т. При этом для более 60 % наземных резервуаров стоимость не превышает 10 дол./т, в случае морских – для половины резервуаров не более 40 дол./т⁵². Национальный нефтяной совет оценил стоимость наземного захоронения углекислого газа в США от 1 до 18 дол./т CO₂ в зависимости от региона и масштабов закачки⁵³. Однако стоимость хранения CO₂ зависит именно от конкретного хранилища. Исходя из предположения, что более дешевые доступные хранилища будут использоваться в первую очередь при масштабировании CCS, а более дорогие чуть позже, когда потребуются мощности для хранения, можно сделать вывод, что стоимость хранения на ранних этапах развития CCS в каждом конкретном регионе будет ниже.

По некоторым проектам представлена суммарная стоимость транспорта и хранения на тонну CO₂. Например, проект Northern Lights, представляющий первую в мире инфраструктуру транспортировки и хранения CO₂, где хранение углекислого газа предоставляется в качестве услуги, дает оценки по стоимости и хранению в размере 30-45 дол./т CO₂ [3]⁵⁴. Схема реализации проекта предполагает транспорт CO₂ на кораблях из различных портов для захоронения в Северном море.

По имеющимся в открытых источниках данным, потенциал мощностей для захоронения углекислого газа в России огромен. С учетом этих предположений и основополагающей роли нефтегазовой отрасли в экономике России, ухудшающихся условий добычи на нефтегазовых месторождениях, эксперты прогнозируют появление и активное развитие технологий CO₂-EOR в российских условиях в ближайшие несколько лет. По оценкам МЭА и ряда других организаций⁵⁵, теоретическая емкость российских хранилищ в разы превышает потенциальную емкость таких хранилищ в других странах. В отчете⁵⁶ со ссылкой на зарубежные источники (МЭА, Массачусетский технологический институт) общий теоретический потенциал захоронения углекислого газа в осадочных бассейнах (залежи нефти и газа, водноносные горизонты и др.) оценивается в 1 213 Гт. Оценка, основанная на данных Государственного баланса запасов полезных ископаемых РФ, показывает, что емкость нефтегазовых месторождений, пригодных для захоронения CO₂, составляет порядка 305 Гт. При анализе возможностей захоронения CO₂ на нефтяных месторождениях, представленном Европейской экономической комиссией ООН (UNECE), общий расчетный технический потенциал для хранения CO₂ в России составляет около 56 Гт. Это позволяет сделать вывод о том, что наличие достаточных мощностей для захоронения углекислого газа в России будет способствовать развитию таких инициатив.

Система факторов, определяющая величину затрат на CCS. Для каждого звена цепочки создания стоимости CCS характерен набор факторов, который определяет уровень затрат. Также существует ряд возможностей по их сокращению (рис.4).

Согласно экспертным оценкам, при прочих равных условиях затраты на улавливание находятся в обратной зависимости от парциального давления CO₂ в газовом потоке [24]. Это происходит за счет того, что парциальное давление определяет необходимое технологическое оборудование (его размер

⁵² IEA: CCUS in Clean Energy Transitions. Part of Energy Technology Perspectives (дата обращения 27.05.2022).

⁵³ National Petroleum Council: Meeting the Dual Challenge, A Roadmap to at-scale deployment of carbon capture use and storage. Chapter Two – CCUS Supply Chains And Economics (дата обращения 27.05.2022).

⁵⁴ Northern Lights: Accelerating decarbonisation. URL: <https://norlights.com/> (дата обращения 27.05.2022).

⁵⁵ CCUS: монетизация выбросов CO₂. URL: https://vygon.consulting/upload/iblock/967/jzgys72b7ome167wi4dbao9fnsqsfj13/vygon_consulting_CCUS.pdf (дата обращения 10.11.2022).

⁵⁶ Там же.



Рис.4. Система факторов, определяющая уровень затрат на CCS

и характеристики), требуемые затраты электроэнергии (чем выше парциальное давление, тем меньше энергозатраты) и применимые (доступные) технологии улавливания, что вносит вклад в общую стоимость улавливания и последующего извлечения CO₂ из исходного газа.

Капитальные затраты на установки по улавливанию имеют тенденцию к нелинейному росту с увеличением масштаба (обычно капитальные затраты пропорциональны масштабу в степени n) [25]:

$$\text{Cost of plant } A = \text{Cost of plant } B \left(\frac{\text{Capacity of plant } A}{\text{Capacity of plant } B} \right)^n, \quad (6)$$

где Cost of plant A, B – капитальные вложения на проектах A, B , у.е.; Capacity of plant A, B – мощность улавливания на проектах A, B , у.е.; n – варьирует от 0,6 (одна установка) до 0,8 (несколько параллельных установок).

Предполагается, что для установки по улавливанию CO₂ увеличение мощности в два раза приведет к увеличению капитальных затрат примерно на 50 % [3]. Это означает, что удельные капитальные затраты на единицу уловленных (предотвращенных) выбросов должны снизиться примерно на 25 %. Следуя этой зависимости, можно сделать вывод, что эффект будет более выраженным при значительном увеличении мощностей. По оценкам экспертов, чтобы минимизировать затраты на улавливание, мощность установок по улавливанию должна быть не менее 0,4-0,45 Мт/год [3].

Особое место при возможном снижении затрат отводится модуляризации – созданию установок улавливания CO₂, построенных стандартизованным способом с использованием технологий массового производства, а также «прорывным» инновациям (например, разработка улучшенных сорбентов, мембранны или применение принципиально новых технологий для улавливания углерода из воздуха – DAC). Стоимость улавливания также зависит от стоимости электроэнергии и других ресурсов в регионе. С учетом того, что энергозатраты на улавливание (и компримирование) CO₂ весьма существенны, один из способов их снижения – использование низкозатратных способов энергоснабжения работы мощностей. По данным Глобального института CCS, использование сбросного тепла может снизить затраты на улавливание CO₂ примерно на 10-20 дол./т углекислого газа [3].



Стоимость улавливания CO₂ в «дорогих» отраслях снижалась в течение последнего десятилетия, и, по прогнозам экспертов, к 2025 г. уменьшится на 50 % по сравнению с 2010 г. [3]. Это обусловлено известными в науке и практике эффектами обучения и накопления опыта, которые сопровождают развитие любой промышленной технологии [26, 27]. Например, затраты на улавливание по проекту Boundary Dam в 2014 г. составляли порядка 105 дол./т CO₂ (в ценах 2020 г.)⁵⁷, а по проекту Petra Nova CCS (США), реализующемуся также на угольной электростанции, к 2017 г. достигли около 70 дол./т CO₂ (в ценах 2020 г.) [28]. Как и большая часть проектов в мире, Petra Nova основана на использовании CO₂ для повышения нефтеотдачи пластов (CO₂-EOR); в 2020 г. работу установки заморозили из-за резкого падения цен на нефть [29].

Стоимость транспортировки CO₂ будет определяться расположением мощностей проекта и существующей инфраструктурой. Наличие последней, представленной трубопроводами, морскими платформами, наземными сооружениями, скважинами, позволяет использовать мощности повторно, что значительно сокращает капитальные затраты как на стадии транспортировки, так и на стадии хранения. Стоимость транспортировки трубопроводом подвержена эффекту масштаба; достаточно сильно снижаются затраты на 1 т транспортируемого CO₂ на расстояние 1 км при годовом объеме транспортировки до 0,5 Мт в год; при увеличении годового объема транспортировки затраты будут снижаться не так существенно [3]. Таким образом, затраты очень высоки при небольших объемах транспортируемого газа, быстро снижаются с увеличением объема и впоследствии практически выравниваются, когда масса транспортируемого CO₂ достигает миллионов тонн.

Транспортировка CO₂ в сжиженной фазе дешевле, чем в газовой; затраты на сжатие состоят из капитальных затрат на оборудование и эксплуатационных затрат на энергию для привода компрессора [3]. Транспортировка газа судами практически не подвержена эффекту масштаба, как и эксплуатационные затраты на сжатие. Дополнительного снижения затрат на транспорт можно достичь путем создания комплексной транспортной инфраструктуры с объединением разных видов транспорта, разделением затрат в рамках кластеров и более выраженным проявлением эффекта масштаба [30].

Крупные эмитенты CO₂ обычно самостоятельно способны обеспечить такие масштабы транспортировки газа, чтобы это было экономически эффективно (в той степени, в которой это возможно); при развитии кластеров они служат стержневыми активами в узле, позволяя более мелким эмитентам CO₂ использовать трубопровод для экономичного перемещения газа [31].

Стоимость захоронения углекислого газа во многом зависит от типа пласта и наличия существующей инфраструктуры. По данным теоретического исследования Zero Emissions Platform⁵⁸, можно обобщить, что захоронение газа в малоизученных морских соленосных формациях с отсутствующей инфраструктурой сопровождается высокими затратами. Хранение на хорошо изученном участке на суше (в истощенных нефтяных и газовых месторождениях) с возможностью повторного использования инфраструктуры является самым дешевым вариантом.

Ожидается, что масштабирование CCS позволит сделать оценку потенциальных хранилищ CO₂ более рутинной и, как следствие, более дешевой. Эксперты прогнозируют возможное снижение до 20 % за счет развития процессов сейморазведки и бурения скважин с учетом специфики CO₂ [32]. Особая роль в снижении затрат отводится возможностям цифровизации и автоматизации – это может влиять на затраты не только на этапе хранения, но и всей цепочки CCS.

Заключение. Результаты исследований показали, что существует достаточно широкий спектр подходов к оценке затрат на технологию CCS, которые на данном этапе сложно унифицировать. Наблюдается высокая степень неопределенности оценок, значительный разброс значений по разным отраслям и источникам данных. Можно предположить, что это следствие отсутствия

⁵⁷ International CCS Knowledge Centre: The Shand CCS Feasibility Study Public Report 2018. URL: https://ccs-knowledge.com/pub/documents/publications/.Shand%20CCS%20Feasibility%20Study%20Public%20Report_NOV2018.pdf (дата обращения 28.05.2022).

⁵⁸ ZEP: The Costs of CO₂ Capture, Transport and Storage 2011 (дата обращения 21.05.2022).

достаточного количества реализуемых проектов, а также применения различных подходов к получению оценок (теоретические исследования, фактические данные), препятствий для использования метода аналогий (так как каждый случай является индивидуальным) и т.д. Тем не менее общие ориентиры и выводы, представленные в исследовании, могут служить основой для планирования развития деятельности в области секвестрации углекислого газа в условиях РФ.

Следует ожидать, что в России, по аналогии с мировым опытом, нефтегазовый и энергетический сектора станут первыми отраслями, внедряющими CCS. Реалистичными выглядят предположения о том, что ископаемое топливо будет играть доминирующую роль в мировом топливно-энергетическом балансе ближайшие 10-15 лет. Это обстоятельство усиливает актуальность развития опций секвестрации в России, особенно технологий CO₂-EOR [33]. Перспективность развития CCS не только в России, но и во всем мире подтверждается представленными результатами.

На этапе планирования CCS важно уделять внимание тем факторам, которые значительно влияют на уровень затрат. Например, следует избегать небольших масштабов установок по улавливанию, так как в этом случае технологические процессы улавливания становятся значительно дороже, а также предварительно планировать и моделировать создание всей технологической цепочки с более эффективными вариантами ее реализации. Понимание специфики затрат на CCS в разных отраслях необходимо для формирования государственной политики, разработки инструментов поддержки и принятия обоснованных решений. Государственная поддержка проектов является критически важной. Все действующие в мире мощности CCS развиваются с помощью регуляторных мер или при наличии дополнительных стимулов: доходов от повышения нефтеотдачи, налоговых льгот и др. Даже в случае решений CO₂-EOR проекты сами по себе не являются экономически эффективными. Некоторые проекты имеют доступ к дешевой существующей транспортной инфраструктуре или хранилищу, что может стать серьезным преимуществом для реализации CCS. Меры государственной поддержки особенно важны на начальных этапах развития проекта, а также для «дорогих» отраслей (производство электроэнергии, цемента, стали).

Можно предположить, что в условиях России интерес ко всему спектру решений CCS будет постепенно возрастать. Так, Счетная палата Российской Федерации уже приступила к сбору и анализу данных о наиболее распространенных технологиях сокращения (предотвращения) выбросов парниковых газов, в том числе о технологиях CCS. Это подтверждает актуальность выполненного исследования.

Развитие рациональной системы перевозок CO₂ – один из ключевых вопросов для масштабного внедрения технологий в условиях России. Стратегическое планирование крупномасштабной транспортной инфраструктуры CO₂ критически важно для снижения затрат, как и наличие достоверных данных о потенциальных резервуарах. В России область исследований потенциальных хранилищ углекислого газа только начала распространяться, что затрудняет как планирование, так и оценку стоимости цикла CCS.

Перспективное направление масштабирования CCS – развитие кластеров, состоящих из группы эмитентов углекислого газа, представляющих различные отрасли промышленности, нацеленных на совместное использование инфраструктуры. С этой точки зрения перспективными промышленными регионами развития кластеров CCS являются Урал, Западная Сибирь, Центральный и Северо-Западный федеральные округа.

Эксперты отводят ключевую роль усилению эффектов обучения и накопления опыта, подготовке кадров, потому что именно это позволит реализовывать будущие проекты CCS с меньшими затратами. В мировой практике такие эффекты уже начинают проявляться, а для значительного снижения затрат вместе с накоплением опыта необходимо также развитие смежных отраслей (разработка новых технологий, производство оборудования и др.). Важными являются вопросы общественного восприятия, популяризации и общественной эффективности инициатив CCS [34-36].

В планах – продолжить исследования, посвятив их подробному анализу технико-экономических особенностей реализации CCS в различных отраслях промышленности, а также концептуальному моделированию и обоснованию экономической эффективности конкретных пилотных проектов (цепочек) CCS в России.



ЛИТЕРАТУРА

1. Прогноз развития энергетики мира и России 2019. М.: Институт энергетических исследований Российской академии наук – Московская школа управления Сколково, 2019. 210 с.
2. Башмаков И.А. Стратегия низкоуглеродного развития российской экономики // Вопросы экономики. 2020. Т. 7. С. 51-74. DOI: 10.32609/0042-8736-2020-7-51-74
3. Kearns D., Liu H., Consoli C. Technology readiness and costs for CCS – March 2021. Global CCS Institute, 2021. 50 p.
4. Ozkan M., Nayak S.P., Ruiz A.D., Jiang W. Current status and pillars of direct air capture technologies // iScience. 2022. Vol. 25. Iss. 4. № 103990. DOI: 10.1016/j.isci.2022.103990
5. Lyons M., Durrant P., Kochhar K. Reaching Zero With Renewables: Capturing Carbon // Technical Paper. 2021. № 4. 108 p.
6. Ильинова А.А., Ромашева Н.В., Стройков Г.А. Перспективы и общественные эффекты проектов секвестрации и использования углекислого газа // Записки Горного института. 2020. Т. 244. С. 493-502. DOI: 10.31897/PMI.2020.4.12
7. Budinis S., Trevor S., Mac Dowell N. et al. An assessment of CCS costs, barriers and potential // Energy strategy reviews. 2018. Vol. 22. P. 61-81. DOI: 10.1016/j.esr.2018.08.003
8. Intergovernmental Panel on Climate Change, Working Group III. Special report on carbon dioxide capture and storage. Cambridge: Cambridge University Press, 2005. 443 p.
9. Rubin E.S. Understanding the pitfalls of CCS cost estimates // International Journal of Greenhouse Gas Control. 2012. Vol. 10. P. 181-190. DOI: 10.1016/j.ijgge.2012.06.004
10. Roussanaly S. Calculating CO₂ avoidance costs of Carbon Capture and Storage from industry // Carbon Management. 2019. Vol. 10. Iss. 1. P. 105-112. DOI: 10.1080/17583004.2018.1553435
11. Rubin E.S., Short C., Booras G. et al. A proposed methodology for CO₂ capture and storage cost estimates // International Journal of Greenhouse Gas Control. 2013. Vol. 17. P. 488-503. DOI: 10.1016/j.ijgge.2013.06.004
12. Kapetaki Z., Miranda Barbosa E. Carbon capture utilisation and storage: technology market report. Luxembourg: European Commission, Joint Research Centre Publications Office, 2019. 55 p. DOI: 10.2760/89623
13. Koytsoumpa E.I., Bergins C., Kakaras E. The CO₂ economy: Review of CO₂ capture and reuse technologies // The Journal of Supercritical Fluids. 2018. Vol. 132. P. 3-16. DOI: 10.1016/j.supflu.2017.07.029
14. Zhiwu L., Wichitpan R., Helei L. et al. Recent progress and new developments in post-combustion carbon-capture technology with amine based solvents // International Journal of Greenhouse Gas Control. 2015. Vol. 40. P. 26-54. DOI: 10.1016/j.ijgge.2015.06.017
15. Azarabadi H., Lackner K.S. Postcombustion Capture or Direct Air Capture in Decarbonizing US Natural Gas Power? // Environmental Science & Technology. 2020. Vol. 54. Iss. 8. P. 5102-5111. DOI: 10.1021/acs.est.0c00161
16. Technology scouting-carbon capture: from today's to novel technologies. Brussels: Concawe Review, 2021. Vol. 29(2). 11 p.
17. Jansen D., Gazzani M., Manzolini G. et al. Pre-combustion CO₂ capture // International Journal of Greenhouse Gas Control. 2015. Vol. 40. P. 167-187. DOI: 10.1016/j.ijgge.2015.05.028
18. Madejski P., Chmiel K., Subramanian N., Kis T. Methods and Techniques for CO₂ Capture: Review of Potential Solutions and Applications in Modern Energy Technologies // Energies. 2022. Vol. 15. № 887. DOI: 10.3390/en15030887
19. Mosleh M.H., Sedighi M., Babaei M., Turner M. 16 – Geological sequestration of carbon dioxide // Managing Global Warming. 2019. P. 487-500. DOI: 10.1016/B978-0-12-814104-5.00016-8
20. Soltani R., Rosen M.A., Dincer I. Assessment of CO₂ capture options from various points in steam methane reforming for hydrogen production // International Journal of Hydrogen Energy. 2014. Vol. 39. Iss. 35. P. 20266-20275. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2014.09.161
21. Baroudi H.A., Awoyomi A., Patchigolla K. et al. A review of large-scale CO₂ shipping and marine emissions management for carbon capture, utilisation and storage // Applied Energy. 2021. Vol. 287. № 116743. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.116510
22. Knoope M.M.J., Ramirez A., Faaij A.P.C. Investing in CO₂ transport infrastructure under uncertainty: A comparison between ships and pipelines // International Journal of Greenhouse Gas Control. 2015. Vol. 41. P. 174-193. DOI: 10.1016/j.ijgge.2015.07.013
23. Aminu M.D., Nabavi S.A., Rochelle C.A., Manovic V. A review of developments in carbon dioxide storage // Applied Energy. 2017. Vol. 208. P. 1389-1419. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.09.015
24. Bains P., Psarras P., Wilcox J. CO₂ capture from the industry sector // Science. 2017. Vol. 63. P. 146-172. DOI: 10.1016/j.pecs.2017.07.001
25. Tribe M.A., Alpine R.L.W. Scale economies and the «0.6 rule» // Engineering Costs and Production Economics. 1986. Vol. 10. Iss. 4. P. 271-278. DOI: 10.1016/0167-188X(86)90053-4
26. Leeson D., Mac Dowell N., Shah N. et al. A Techno-Economic Analysis and Systematic Review of Carbon Capture and Storage (CCS) Applied to the Iron and Steel, Cement, Oil Refining and Pulp and Paper Industries, As Well As Other High Purity PSources // International Journal of Greenhouse Gas Control. 2017. Vol. 61. P. 71-84. DOI: 10.1016/j.ijgge.2017.03.020
27. Tsvetkov P. Climate Policy Imbalance in the Energy Sector: Time to Focus on the Value of CO₂ Utilization // Energies. 2021. Vol. 14. Iss. 2. № 411. DOI: 10.3390/en14020411
28. Kennedy G. W.A. Parish Post-Combustion CO₂ Capture and Sequestration Demonstration Project. US Department of Energy, 2020. DOI: 10.2172/1608572
29. Nessi E., Papadopoulos A.I., Seferlis P. A review of research facilities, pilot and commercial plants for solvent-based post-combustion CO₂ capture: Packed bed, phase-change and rotating processes // International Journal of Greenhouse Gas Control. 2021. Vol. 111. № 103474. DOI: 10.1016/j.ijgge.2021.103474
30. Sun X., Alcalde J., Balkhtidar M. et al. Hubs and clusters approach to unlock the development of carbon capture and storage – Case study in Spain // Applied Energy. 2021. Vol. 300. № 117418. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.117418
31. Brownsort P.A., Scott V., Haszeldine R.S. Reducing costs of carbon capture and storage by shared reuse of existing pipeline – Case study of a CO₂ capture cluster for industry and power in Scotland // International Journal of Greenhouse Gas Control. 2016. Vol. 52. P. 130-138. DOI: 10.1016/j.ijgge.2016.06.004

32. *Neades S.* IEAGHG 2020: Value of Emerging and Enabling Technologies in Reducing Costs, Risks and Timescales for CCS. URL: <https://ieaghg.org/ccs-resources/blog/value-of-emerging-and-enabling-technologies-in-reducing-costs-risks-timescales-for-ccs> (дата обращения 28.05.2022).
33. *Cherepovitsyn A., Fedoseev S., Tsvetkov P. et al.* Potential of Russian Regions to Implement CO₂-Enhanced Oil Recovery // Energies. 2018. Vol. 11. № 1528. DOI: [10.3390/en11061528](https://doi.org/10.3390/en11061528)
34. *Федосеев С.В., Цветков П.С.* Ключевые факторы общественного восприятия проектов захвата и захоронения углеводородного газа // Записки Горного института. 2019. Т. 237. С. 361-368. DOI: [10.31897/PMI.2019.3.361](https://doi.org/10.31897/PMI.2019.3.361)
35. *Cherepovitsyn A., Chvileva T., Fedoseev S.* Popularization of Carbon Capture and Storage Technology in Society: Principles and Methods // International Journal of Environmental Research and Public Health. 2020. Vol. 17. Iss. 14. № 8368. DOI: [10.3390/ijerph17228368](https://doi.org/10.3390/ijerph17228368)
36. *Vasilev Y., Vasileva P., Tsvetkova A.* International review of public perception of CCS technologies // 19th International Multidisciplinary Scientific Geo Conference SGEM, 30 June – 6 July 2019, Albena, Bulgaria. STEF92 Technology, 2019. Vol. 19 (5.1). Р. 415-422. DOI: [10.5593/sgem2019/5.1/S20.052](https://doi.org/10.5593/sgem2019/5.1/S20.052)

Авторы: **Д.О.Скobelев**, д-р экон. наук, директор, <https://orcid.org/0000-0002-8067-7016> (Научно-исследовательский институт «Центр экологической промышленной политики», Мытищи, Россия), **А.А.Череповицьна**, канд. экон. наук, главный научный сотрудник, старший научный сотрудник, iljinova@aa@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0001-5168-0518> (Научно-исследовательский институт «Центр экологической промышленной политики», Мытищи, Россия; Институт экономических проблем им. Г.П.Лузина Кольского научного центра РАН, Анапиты, Россия), **Т.В.Гусева**, д-р техн. наук, заместитель директора, <https://orcid.org/0000-0001-5399-6196> (Научно-исследовательский институт «Центр экологической промышленной политики», Мытищи, Россия).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.