



АНАЛИЗ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ CCUS: ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ГОТОВНОСТЬ И ЭКОНОМИКА

Е.В. Грушевенко^{1,*}, С.А. Капитонов¹, Ю.А. Ляшик², И.В. Гайда¹, А.А. Осипцов¹

¹Проектный центр по энергопереходу и ESG, Сколтех, РФ, Москва

²АНО «Центр международных и сравнительно-правовых исследований», РФ, Москва

Электронный адрес: ekaterina@grushevenko.ru

Цель. Рассмотреть технико-экономические параметры технологий производства CCUS и определить привлекательные рыночные ниши.

Материалы и методы. Был проведен анализ технологической цепочки CCUS с позиции уровня технологического развития. Далее в наиболее развитых сегментах были проанализированы уровни затрат для каждого сегмента технологической цепочки.

Результаты. Анализ стадий технологической готовности CCUS технологий показал, что большая часть этих технологий по состоянию на 2021 г. находится на демонстрационной стадии или на стадии большого прототипа

Анализ затрат по всей цепочке добавленной стоимости CCUS демонстрирует широкую вариативность среди изученных источников литературы и идентифицирует этап захвата CO₂ как самый дорогостоящий этап цепочки CCUS. Он демонстрирует внушительный диапазон цен на CO₂, на сегодня он составляет от 20 до 450 долл./т CO₂. Отметим недостаток данных по конкретным процессам и технологиям захвата.

Заключение. В 2020 г. средняя цена CO₂ составила менее 10 долл./т CO₂, однако в ряде стран, например в Швейцарии, Финляндии, Швеции, Норвегии, Канаде, Франции и Кореи, цена на CO₂ уже сегодня дает возможность некоторым CCUS-проектам достигать порога рентабельности. Проведенный авторами анализ технологий на уровне технологической готовности TRL 9-11 также показывает, что уже сейчас существуют определенные отрасли, в которых технологии CCUS могут помочь в декарбонизации, причем для части этих отраслей (например, переработка природного газа и производство удобрений) затраты по всей цепочке добавленной стоимости начинаются с 20–25 долларов за тонну.

Наиболее перспективными направлениями в данный момент является применение CCUS в химической промышленности, черной металлургии, добыче природного газа и на угольных электростанциях. Отметим, что черная металлургия и химическая промышленность — это те отрасли, где труднее всего применить какие-то альтернативные методы глубокой декарбонизации.

Ключевые слова: CCUS, экономика, улавливание CO₂, хранение CO₂

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Грушевенко Е.В., Капитонов С.А., Ляшик Ю.А., Гайда И.В., Осипцов А.А. Анализ конкурентоспособности технологий CCUS: технологическая готовность и экономика. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2023;8(1):158–176. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-158-176>

Статья поступила в редакцию 15.12.2022

Принята к публикации 16.01.2023

Опубликована 31.03.2023

CCUS TECHNOLOGY COMPETITIVENESS ANALYSIS: TECHNOLOGY READINESS LEVEL
AND ECONOMICS

**Ekaterina V. Grushevenko^{1,*}, Sergey A. Kapitonov¹, Yuliya A. Lyashik², Irina V. Gaida¹,
Andrey A. Osipov¹**

¹Project Center for Energy Transition and ESG, Skoltech, RF, Moscow

²ANPO "Center for International and Comparative Legal Research", RF, Moscow

E-mail: ekaterina@grushevenko.ru

Purpose of the article. Review the technical and economic parameters of CCUS technologies and identify the most attractive market niches for them.

Materials and methods. An analysis of the CCUS value chain was carried out from the standpoint of the level of TRL. Further, in the most developed segments, the cost levels for each segment of the technological chain were analysed.

Results. An analysis of TRL of CCUS technologies showed that, as of 2021, most of these technologies are at the demonstration stage or at the stage of a large prototype

Cost analyses across the entire CCUS value chain show wide variability among the literature reviewed and identify the CO₂ capture stage as the most expensive stage in the CCUS value chain. It demonstrates an impressive range of CO₂ costs, currently ranging from \$20 to \$450/tCO₂. Note the lack of data on specific capture processes and technologies.

Conclusion. In 2020, the average CO₂ price was less than \$10/tCO₂, however, in a number of countries, such as Switzerland, Finland, Sweden, Norway, Canada, France and Korea, the CO₂ price already today allows some CCUS projects to reach profitability threshold. The analysis of technologies carried out by the authors at the TRL 9-11 also shows that there are already certain industries in which CCUS technologies can help in decarbonisation, and for some of these industries (for example, natural gas processing and fertilizer production), the costs of throughout the value chain start at \$20–25 per ton.

The most promising areas at the moment are the application of CCUS in the chemical industry, ferrous metallurgy, natural gas production and coal-fired power plants. Note that ferrous metallurgy and the chemical industry are the sectors where it is most difficult to apply any alternative methods of deep decarbonisation.

Keywords: CCUS, economy, CO₂ capture, CO₂ storage, technology

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Grushevenko E.V., Kapitonov S.A., Lyashik Yu.A., Gaida I.V., Osipov A.A. CCUS technology competitiveness analysis: technology readiness level and economics. PRONEFT. Professionally about oil. 2023;8(1):158–176. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-158-176>

Manuscript received 15.12.2022

Accepted 16.01.2023

Published 31.03.2023

ВВЕДЕНИЕ

Согласно данным Global CCUS Institute, в 2022 году в мире насчитывалось 30 действующих проектов в области улавливания CO₂, с 2000 года, по данным Kearney Energy Transition Institute, количество проектов CCUS (Carbon Capture Utilization and Storage — Улавливание, полезное использование и долгосрочное хранение углекислого газа) в мире росло по экспоненте.

Первые проекты CCUS начали реализовывать в США еще 40 лет назад. Так, в 1972 году компания Chevron транспортировала CO₂ на расстояние 350 км с последующей закачкой в глубокие горизонты. Данные Global CCUS Institute показывают, что в США и Канаде расположено 70 % всех проектов CCUS в мире, а их мощность составляет 50 %. Глобальное изменение климата — проблема, вызывающая серьезную международную озабоченность. В докладе МГЭИК за 2021 год отмечается, что средняя температура поверхности Земли повысилась примерно на 1,1 °C по сравнению со средней температурой 1850–1900 годов до уровня, который не наблюдался за последние 125 000 лет [1]. Причиной являются выбросы парниковых газов: закиси азота, метана и главным образом — CO₂. В связи с растущим пониманием значимости сокращения выбросов диоксида углерода за последние три десятилетия был разработан целый комплекс технологий его улавливания.

Ключевая роль технологий CCUS в достижении глобальной углеродной нейтральности выделяется ведущими международными организациями. Так, по оценкам МГЭИК, достижение глобальных климатических целей будет примерно в полтора раза дороже без развертывания CCUS. Применение

технологий CCUS в пакете мер по декарбонизации снижает общую стоимость декарбонизации.

Цель данного исследования — рассмотреть технико-экономические параметры существующих технологий производства, CCUS, определить потенциально привлекательные рыночные ниши и сегменты их применения.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЦЕПОЧКА CCUS

Технология CCUS включает в себя захват (улавливание) углекислого газа из смеси дымовых газов у стационарных источников. Стационарный источник — это единый локализованный источник выбросов, например, электростанции, работающие на природном газе или угле, нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ), производственные предприятия и предприятия тяжелой промышленности (металлургия и цемент). Существуют также мобильные источники, к ним относятся автомобили, корабли, самолеты и т. д. Захваченный CO₂ сжимается и транспортируется. Транспортировка осуществляется до мест долгосрочного хранения CO₂ в геологических формациях или для прямого и косвенного использования. При полезном использовании захваченный CO₂ преобразуется, например, используется в качестве сырья для химикатов, топлива и строительных материалов, что позволяет более эффективно решать проблему выбросов за счет переработки CO₂ в продукты с добавленной стоимостью, такие как полимеры, удобрения, синтетическое топливо и т. д.

Успешность технологической цепочки CCUS в качестве стратегии декарбонизации зависит от степени развития и масштабирования технологий на каждом этапе процесса.

Для расширения масштабов CCUS все этапы производственно-сбытовой цепочки должны быть технологически подготовлены и разработаны в комплексе.

Говоря о степени развития технологической цепочки CCUS, можно отметить, что ее компоненты находятся на разном уровне технологической зрелости (technology readiness level, TRL).

НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНЫМ НАПРАВЛЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИЙ CCUS ЯВЛЯЮТСЯ ХИМИЧЕСКАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ, ЧЕРНАЯ МЕТАЛЛУРГИЯ, ДОБЫЧА ПРИРОДНОГО ГАЗА И УГОЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ.

ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ГОТОВНОСТИ: РУКОВОДСТВО ПО ТЕХНОЛОГИЯМ ЧИСТОЙ ЭНЕРГИИ «ПЕРСПЕКТИВЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ»

Один из способов оценить место технологии на пути от первоначальной идеи до рынка — это использовать шкалу уровня готовности технологии (TRL). Шкала обеспечивает общую основу, которую можно последовательно применять к любой технологии, а также для оценки и сравнения зрелости технологий в разных секторах. Путь развития технологии начинается с момента определения ее основных принципов (TRL 1). По мере развития концепции и области применения технология переходит в TRL 2, достигая TRL 3, после того как был проведен эксперимент, подтверждающий концепцию. Теперь технология вступает в фазу, когда сама концепция должна быть проверена, начиная с прототипа, разработанного в лабораторной среде (TRL 4), до тестирования в условиях, в которых она будет развернута (TRL 6). Затем технология переходит к этапу демонстрации, где она тестируется в реальных условиях (TRL 7), в конечном счёте технология достигает первой коммерческой демонстрации (TRL 8) на пути к полной коммерческой эксплуатации в соответствующей среде (TRL 9).

Для достижения целей энергетической политики TRL 9 недостаточно, поскольку масштабирование технологии часто имеет решающее значение. За пределами стадии TRL 9 необходимо дальнейшее развитие технологий для интеграции в существующие системы или иного развития для достижения масштабируемости. Для этого может потребоваться разработка других вспомогательных технологий или создание цепочек поставок, что, в свою очередь, может привести к необходимости дальнейшего развития самой технологии.

По этой причине Международное энергетическое агентство расширило шкалу TRL, чтобы включить два дополнительных уровня готовности: один, когда технология является коммерческой и конкурентоспособной, но требует дальнейших инновационных усилий для интеграции технологии в энергетические системы и производственно-сбытовые цепочки при масштабировании (TRL 10), и последний, где технология достигла предсказуемого роста ожидаемого внедрения (TRL 11).

Каждому типу технологии МЭА присваивает одну из категорий на основе детализированных уровней зрелости отдельных технологических проектов или компонентов, которые сегодня связаны с этой технологией (табл. 1): «Зрелая» — для коммерческих видов технологий, которые достигли значительного уровня внедрения и для которых ожидаются только дополнительные инновации. У технологий этой категории все конструкции и базовые компоненты находятся на уровне TRL 11. Примерами являются гидроэнергетика и электропоезда.

«Раннее внедрение» — для типов технологий, некоторые проекты которых уже вышли на рынки и требуют политической поддержки для расширения масштабов. При этом есть конкурирующие проекты, которые проходят проверку на этапе демонстрации и прототипа. Типы технологий в этой категории имеют, по крайней мере, базовую конструкцию с $TRL \geq 9$, а другие части — с более низкими TRL. Примерами являются офшорные станции, электрические батареи и тепловые насосы.

«Демонстрация» — для типов технологий, конструкции которых находятся на стадии демонстрации или ниже, что означает отсутствие базовой конструкции с $TRL \geq 9$, но, по крайней мере, базовая конструкция имеет TRL 7 или TRL 8. Например, улавливание углерода в цементных печах, электролитический водород, аммиак и метанол. «Большой прототип» — для типов технологий, для которых проекты находятся на стадии прототипа определенного масштаба, что означает отсутствие базового уровня TRL 7 или TRL 8, но хотя бы с одной конструкцией TRL 5. Примерами могут служить суда, работающие на аммиаке, производство стали на основе электролитического водорода и прямое улавливание CO₂ из атмосферы.

«Малый прототип» — для типов технологий, проекты которых находятся на ранней стадии прототипа, что означает отсутствие базового проекта в TRL 5, но хотя бы с одной конструкцией в TRL 4. Примерами являются

Таблица 1. Шкала уровня технологической готовности, применяемая МЭА [2]
Table 1. IEA Technology Readiness Level Scale

Категория	TRL	Детализация уровня
Концепт	1. Фундаментальная концепция	Были определены базовые принципы
	2. Сформулирована сфера применения	Концепт и область применения были определены
	3. Концепт требует валидации	Решение требует создания прототипа и применения
Малый прототип	4. Ранний прототип	Опытный образец проверен в лабораторных условиях
Большой прототип	5. Большой прототип	Компоненты проверены в условиях развертывания
	6. Полный прототип в масштабе	Опытный образец проверен в масштабе в условиях развертывания
Демонстрация	7. Докоммерческая демонстрация	Решения работают в макете системы
	8. Первый коммерческий образец	Коммерческая демонстрация, полномасштабный проект в финализированной форме
Раннее внедрение	9. Работа в коммерческих условиях в системе	Решение коммерчески доступно, требует постепенной модификации, чтобы быть конкурентоспособным
	10. Масштабная интеграция в систему	Решение коммерчески привлекательно и конкурентоспособно, но требует дальнейших усилий по интеграции в систему
Зрелость	11. Стабильная технология	Предсказуемый рост

летательные аппараты с аккумуляторными батареями и прямая электрификация первичного производства стали. «Концепты» технологии, которые были сформулированы пока на «бумаге» и нуждаются в валидации. Примеры: литий-воздушные батареи и электрификация установки парового крекинга для производства олефинов. В то время как некоторые технологии захвата, транспортировки, полезного использования

и долгосрочного хранения CO₂ уже находят широкое применение, другие, в том числе те, которые в будущем будут иметь более высокую производительность и более низкие удельные затраты, требуют дальнейшего развития. Технологическая цепочка CCUS состоит из пяти основных компонентов (рис. 1) [3]:
1) выявление источника CO₂;
2) выделение/улавливание CO₂;

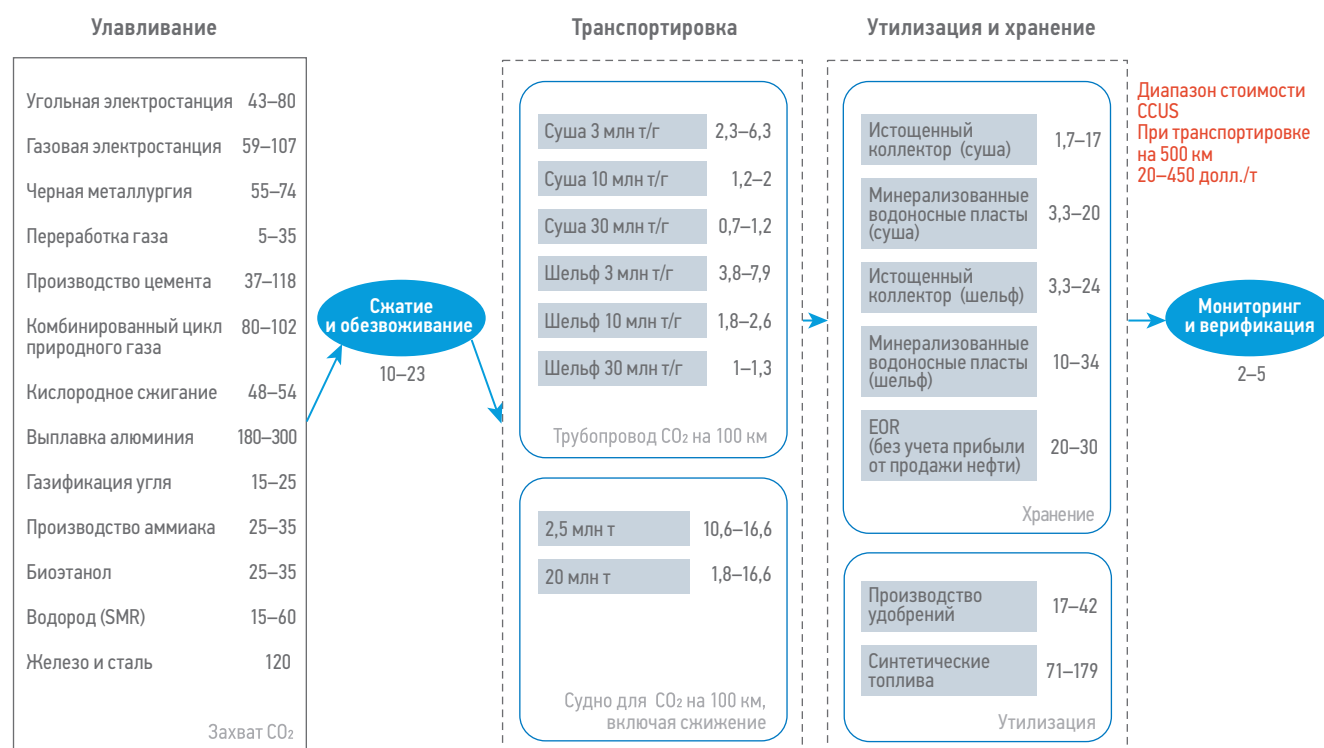


Рис. 1. Стоимостная цепочка технологий CCUS. Составлено Проектным центром по энергопереходу и ESG, Сколтех, по материалам [32–55]
Fig. 1. CCUS technology value chain. Compiled by the Center for Energy Transition, Skoltech, based on materials [32–55]

- 3) очистка и сжатие CO₂;
- 4) транспортировка;
- 5) а) хранение или б) полезное использование CO₂ (отмечены только технологии, рентабельные сегодня).

ИСТОЧНИКИ CO₂

Прежде чем CO₂ будет уловлен и направлен на хранение или полезное использование, необходимо найти подходящий источник CO₂. Релевантность каждого конкретного источника CO₂ зависит от концентрации, объема и парциального давления CO₂, характеристик интегрированной системы и его близости к подходящему резервуару для хранения.

Анализ классификации источников CO₂ показал, что на данный момент не существует согласованной на национальном или международном уровне единой классификации источников. Например, источники CO₂ можно классифицировать по четырем категориям в зависимости от влияния концентрации CO₂ на потребности в энергии и соответствующие затраты на выделение CO₂ из газового потока [4]:

- высокая концентрация: > 90 %;
- концентрация выше среднего: 50–90 %;
- средняя концентрация: 20–50 %;
- низкая концентрация: < 20 %.

Другой пример классификации источников CO₂ [5]:

- потоки CO₂ высокой концентрации (при производстве биоэтанола, водорода и т. д.), которые непосредственно производят выходной поток с концентрацией CO₂ 96–100 %;
- потоки CO₂ средней концентрации (при производстве чугуна и стали, цемента и т. д.), которые непосредственно производят выходной поток с концентрацией 20–50 %. Считается, что производство водорода (синтез-газ, нефтеперерабатывающий завод) находится в диапазоне 30–45 %;
- потоки CO₂ низкой концентрацией (при производстве бумаги, целлюлозы, стекла и т. д.), которые непосредственно производят выходной поток с концентрацией <20 %. На нефтеперерабатывающих заводах технологический нагрев и установка каталитического крекинга производят потоки CO₂ низкой концентрации (3–20 %).

Выбросы CO₂ возникают из нескольких категорий источников, в основном в результате сжигания ископаемого топлива в:

- электроэнергетике,
- промышленном секторе,
- жилом секторе;

- транспортном секторе;
- нефтегазовой отрасли при очистке метана от CO₂;
- при производстве водорода на НПЗ.

В энергетическом и промышленном секторах (сталелитейное и цементное производства) многие источники имеют большие объемы выбросов, что позволяет уже сейчас применять технологии улавливания CO₂.

Для мелких стационарных источников, мобильных источников и захвата CO₂ из воздуха характерна низкая концентрация и малый объем выбросов CO₂. Это делает такие источники на данном этапе развития технологии CCS не пригодными для захвата CO₂.

В настоящее время в качестве наиболее привлекательных источников CO₂ рассматриваются крупные стационарные источники. Такими считаются источники с объемом выбросов более 0,1 млн т CO₂ в год. На источники с выбросами менее 0,1 млн т CO₂ / год, в совокупности приходится менее 1 % выбросов от всех стационарных источников. Тем не менее этот порог не исключает улавливания выбросов из более мелких источников CO₂, хотя и более затратного и технически сложного. По оценкам МГЭИК, стационарных источников выбросов CO₂ с готовым выбросом более 0,1 млн т насчитывается почти 8000 единиц в мире, их суммарная годовая эмиссия углекислого газа составляет в 13,5 Гт CO₂/год (табл. 2).

При отборе источника выбросов стоит учитывать тот факт, что большинство источников имеют концентрации CO₂ ниже 15 %. Тем не менее часть источников (менее 2 %) имеет концентрации выбросов CO₂, превышающие 95 %, что делает их наиболее подходящими для улавливания CO₂ [3] в силу меньших затрат по сравнению с источниками с низкой концентрацией CO₂. Снижение затрат обусловлено тем, что при высокой концентрации CO₂ технологический процесс требует только обезвоживания и сжатия CO₂.

Географически крупные стационарные источники CO₂ располагаются по всему миру неравномерно, тем не менее можно выделить четыре основных кластера (рис. 2):

- 1) Северная Америка (Средний Запад и Восточное побережье США);
- 2) Северо-Западная Европа;
- 3) Юго-Восточная Азия (восточное побережье);
- 4) Южная Азия.

ТРАДИЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ УЛАВЛИВАНИЯ CO₂

Существенная доля научных исследований и разработок направлена на повышение

Таблица 2. Крупные стационарные источники CO₂ (больше 1 млн т CO₂ в год) по виду деятельности [3]
Table 2. Large stationary sources of CO₂ (more than 1 million tons of CO₂ per year) by type of activity [3]

Процесс	Количество источников, шт.	Эмиссия (млн т CO ₂ /год)
Переработка ископаемого топлива		
Электроэнергетика	4 942	10 539
Производство цемента	1 175	932
Нефтеперерабатывающие заводы	638	798
Производство стали и железа	269	646
Нефтехимия	470	379
Очистка нефти и газа	н\д	50
Прочие	90	33
Биомасса		
Биоэтанол и биоэнергия	303	91
Итого	7 887	13 466

эффективности технологий, используемых для улавливания CO₂ из потока газа в ходе промышленного процесса. Процессы улавливания можно разделить на четыре категории, при этом релевантность каждого зависит от промышленного процесса или типа рассматриваемой электростанции [5].

- **После сжигания (Post-combustion):**

CO₂ удаляется из дымовых газов после сгорания нефтепродуктов, метана или угля. В данном процессе используются следующие технологии: химическая или физическая адсорбция, абсорбция [1, 6]. Этот метод считается экономически целесообразным для электростанций [4].

- **Перед сжиганием (pre-combustion):**

основное топливо, необходимое для промышленного процесса, вступает в реакцию с паром и воздухом или кислородом. Далее оно преобразуется в смесь монооксида углерода и водорода — «синтез-газ». Затем окись углерода (CO) преобразуется

в CO₂ в «реакторе сдвига» (shift reactor). После чего двуокись углерода выделяют для дальнейшего полезного использования или долгосрочного хранения, а водород пригоден для выработки энергии и/или тепла [1].

Система улавливания углерода предварительного сжигания экономически целесообразна на электростанциях на базе IGCC (ПГУ с газификацией угля) и в промышленных процессах, таких как производство удобрений, производство водорода, нефтепереработка и т. д. [1]. Технологии предварительного сжигания основываются на растворителях, твердых сорбентах и мембранных системах [4].

- **Кислородное сжигание.** Кислородное сжигание технически не считается методом улавливания CO₂. Правильнее назвать это сжиганием в среде, обогащенной кислородом, в ходе чего образуются дымовые газы в основном из двуокиси углерода (~ 89 % по объему) и воды [7].



Рис. 2. Приведенная стоимость улавливания CO₂ по секторам и исходная концентрация CO₂, 2019 г. [2], составлено Проектным центром по энергопереходу и ESG, Сколтех

Fig. 2. Levelized cost of CO₂ capture by sector and baseline CO₂ concentration, 2019 [2], compiled by Center for Energy Transition, Skoltech

Высокие капитальные затраты, высокое потребление энергии и трудности при отделении кислорода в ходе эксплуатации являются основными факторами, препятствующими сближению кислородного сжигания с конкурентными технологиями по затратам. Тем не менее затраты можно уменьшить, снизив стоимость кислорода, подаваемого в систему, и повысив общую эффективность системы.

- **Промышленная сепарация.**

Технологический процесс при котором выделяется двуокись углерода, например переработка природного газа или производство аммиака [3].

Отметим, что помимо улавливания CO₂ в ходе промышленных процессов или на электростанциях существует технология прямого улавливания CO₂ из воздуха (DAC). Данный процесс подразумевает удаление CO₂ непосредственно из атмосферы. В настоящий момент данный процесс реализуется при помощи использования больших вентиляторов, которые пропускают окружающий воздух через фильтр с использованием химического адсорбента для получения потока чистого CO₂ [8].

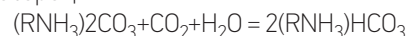
Ранее мы рассмотрели процесс улавливания CO₂ с технологической точки зрения. Далее рассмотрим, как этот процесс реализуется с физико-химической стороны. На сегодня разработан или находится в разработке целый ряд технологий, которые используются для захвата CO₂ [4], среди них можно выделить основные, это:

- химическая абсорбция: использование абсорбентов (растворителей);
- физическое разделение: использование адсорбентов (твердых сорбентов);
- кислородное сжигание: использование чистого кислорода;
- мембранные технологии [6];
- регенеративный кальциевый цикл;
- химический цикл;
- прямая сепарация;
- сверхкритический CO₂.

Химическая абсорбция. Химическая абсорбция CO₂ — это технологическая операция, основанная на реакции между CO₂ и химическим растворителем. Химическая абсорбция с использованием растворителей на основе амина является наиболее технологически зрелым методом выделения CO₂ (TRL 9–11). Этот метод широко используется в течение десятилетий в промышленном масштабе и в настоящее время применяется в ряде как небольших, так и крупномасштабных проектов по всему миру в электроэнергетике (например, Boundary Dam [9] в Канаде и Petra Nova [10] в США), преобразовании топлива (например, Quest [11] в Канаде) и промышленном производстве (например, проект Al

Reyadah [12] CCUS и проект COURSE50 [13] в Японии по производству стали, завод по производству удобрений Enid [14] в США и демонстрационный проект CO₂-EOR в Османии в Саудовской Аравии [15]). Абсорбция CO₂ в процессе улавливания на основе растворителя основана на обратимом, селективном характере химической реакции между жидким растворителем и CO₂ в дымовых газах. При этом образовавшиеся химические соединения с амином легко распадаются при повышении температуры и пониженном давлении. Как правило, либо один амин, либо смесь двух или более аминов в водном растворе вступает в химическую реакцию с CO₂ в кислотно-щелочной реакции с образованием соли. Соли могут снова превращаться в кислоту и основание (амин) при высоких температурах и пониженных парциальных давлениях кислых газов, регенерируя растворитель и выделяя CO₂ [16]. Химические формулы этих процессов выглядят следующим образом:

- абсорбция:



- регенерация сорбента:



Основными плюсами данной технологии являются скорость реакции, гибкость и высокая мощность, но при этом оборудование подвергается высокой коррозии, также процесс требует высоких затрат энергии, т. к. выделение чистого CO₂ из амина происходит при повышенной температуре в регенерационной колонне (требуется подогрев и охлаждение в цикле) в отличие от растворения CO₂, которое происходит при нормальных условиях в ректификационной колонне при первичном контакте дымовых газов с растворителем. Метод подходит для улавливания CO₂ из дымовых газов после сжигания (см. ниже). Физическое разделение CO₂ основано на различных физико-химических процессах: адсорбции, абсорбции, криогенном разделении, дегидратации и сжатии. Для физической адсорбции используется твердая поверхность (например, активированный уголь, оксид алюминия, оксиды металлов или цеолиты), в то время как для физической абсорбции используется жидкий растворитель (например, селексол или ректизол). Физическое разделение в настоящее время используется в основном при переработке природного газа и производстве этанола, метанола и водорода, в эксплуатации находятся девять крупных заводов (TRL 9–11) в США. Примерами являются завод Century [17] в Техасе, завод по производству синтоплива в Great Plains [18] в Северной Дакоте и завод по переработке природного газа

Terrell [19] в Техасе, VSA [20] — производственный объект в Техасе, завод Shute Creek [21] в Вайоминге, завод по производству биотоплива в Иллинойсе, завод по газификации в Коффвилле.

Кислородное сжигание. Первичное топливо сжигается в атмосфере кислорода вместо воздуха (в котором есть азот, а его наличие приводит к формированию оксидов азота в дымовых газах), в результате чего образуется дымовой газ, содержащий в основном водяной пар и высокую концентрацию CO_2 (до 89 %). Затем дымовой газ охлаждается для конденсации водяного пара, в результате чего остается почти чистый поток CO_2 . Для производства кислорода из воздуха на месте требуется дополнительное оборудование [22]. В настоящее время технология находится на стадии крупного прототипа или предварительной демонстрации (TRL 5–7). Был завершен ряд проектов с использованием этой технологии в секторах угольной генерации (проект Callide [23] в Австралии и проект Compostilla [24] в Испании) и в производстве цемента (завод Colleferro [25] компании HeidelbergCement в Италии, завод LafargeHolcim [26] в г. Рецней в Австрии и объект Cement Innovation for Climate [27] в Германии).

Мембранные технологии основаны на полимерных или неорганических устройствах (мембранах) с высокой селективностью по CO_2 , которые пропускают CO_2 , но действуют как барьер для удержания других газов в газовом потоке.

Их TRL варьируются в зависимости от топлива и области применения. В сфере переработки природного газа они в основном находятся на демонстрационной стадии (TRL 6–7).

Единственная существующая крупномасштабная установка по улавливанию, основанная на мембранном разделении, принадлежит компании Petrobras [28] в Бразилии.

Регенеративный кальциевый цикл — это технология, которая включает улавливание CO_2 при высокой температуре с использованием двух реакторов. В первом реакторе известь (CaO) используется в качестве сорбента для улавливания CO_2 из газового потока с образованием карбоната кальция (CaCO_3). Затем CaCO_3 транспортируется во второй реактор, где он регенерируется, в результате чего образуется известь и чистый поток CO_2 . Затем известь возвращается в первый реактор. Регенеративный кальциевый цикл в настоящее время находится на стадии TRL 5–6, технология была испытана в основном в масштабе пилотной установки для камер сгорания, работающих на угле, и для производства цемента. Два европейских проекта разрабатывают эту технологию

в сталелитейной промышленности C4U [29] и производстве цемента (CLEANKER [30]) в пилотных и предкоммерческих масштабах.

Химический цикл — это двухреакторная технология. В первом реакторе маленькие частицы металла (например, железа или марганца) используются для связывания кислорода из воздуха с образованием оксида металла, который затем транспортируется во второй реактор, где он реагирует с топливом, производя энергию и концентрированный поток CO_2 , регенерирующий восстановленную форму металла. Затем металл возвращается в первый реактор. Сейчас в мире насчитывается около 35 пилотных проектов химического цикла (TRL 4–6) мощностью до 3 МВт для сжигания угля, газа, нефти и биомассы.

Прямая сепарация включает улавливание технологических выбросов CO_2 при производстве цемента путем косвенного нагрева известняка с помощью специального кальцинатора (TRL 6). Эта технология удаляет CO_2 непосредственно из известняка, не смешивая его с другими газами сгорания, что значительно снижает затраты энергии, связанные с разделением газа. Пилотный завод по производству извести и цемента с низкой интенсивностью выбросов (LEILAC [31]), разработанный Calix на бельгийском заводе HeidelbergCement в Ликше, является одним из примеров практического применения этой технологии.

Сверхкритический CO_2 . Сверхкритические турбины на двуокиси углерода обычно используют почти чистый кислород для сжигания топлива, чтобы получить дымовой газ, состоящий только из CO_2 и водяного пара. В настоящее время используются два сверхкритических энергетических цикла с CO_2 : цикл Аллама NET Power и цикл Trigen Clean Energy Systems (CES) (TRL 5–7). Электростанция мощностью 50 МВт в Техасе, использующая эту технологию, начала работу в 2018 году, а коммерческая электростанция мощностью 300 МВт в настоящее время находится на стадии проектирования. Электростанция CES мощностью 150 МВт на электростанции Кимберлина в Калифорнии успешно работает с 2013 года. При выборе технологии улавливания CO_2 основными критериями выбора являются концентрация CO_2 в потоке газов и парциальное давление. Компании изучают и экспериментируют с разными технологиями для одинаковых сфер и определяют, какая из них лучше всего подходит для конкретных условий. Несмотря на это, можно выделить ключевые достоинства и недостатки технологий улавливания CO_2 (табл. 3).

Таблица 3. Достоинства и недостатки современных технологий улавливания CO₂
Table 3. Advantages and disadvantages of modern CO₂ capture technologies

Процесс улавливания	Достоинства	Недостатки
После сжигания	1. Более зрелый, чем другие альтернативные технологии 2. Может легко встроиться в существующие установки	Низкая концентрация CO ₂ влияет на эффективность улавливания
Перед сжиганием	1. Высокая концентрация CO ₂ может повысить эффективность сорбции 2. Есть возможность модернизации существующих заводов	1. Высокая потребность в энергии для регенерации сорбента 2. Высокие капитальные и эксплуатационные расходы
Кислородное сжигание	1. Очень высокая концентрация CO ₂ , повышающая эффективность поглощения 2. Есть возможность уменьшения объема обрабатываемого газа и, следовательно, использования оборудования меньшего размера	Производство криогенного кислорода высокочастотное
Прямое улавливание из воздуха	1. Улавливание CO ₂ из рассеянных источников 2. Портативный и легко устанавливаемый на существующие объекты	1. Высокая стоимость изготовления систем DAC 2. Высокое энергопотребление

* Составлено Проектным центром по энергопереходу и ESG, Сколтех по данным [32].

Таблица 4. Сравнение основных физико-химических технологий улавливания CO₂
Table 4. Comparison of the main physical and chemical technologies for CO₂ capture

Технология	Преимущества	Недостатки	Цена улавливания, \$/т CO ₂	Масштаб проектов	Извлечение CO ₂ , %	Потребление энергии, ГДж/т CO ₂
Адсорбция	1. Зрелая технология 2. Низкая стоимость сорбентов 3. Сорбенты можно регенерировать и использовать повторно	1. Высокие энергетические потери, вызванные необходимостью высокого давления для адсорбции CO ₂ и температуры для регенерации сорбента 2. Периодическая регенерация сорбента легко приводит к быстрой деградации сорбента и его последующей замене	50–150	Большой	80–95	4–6
Абсорбция	Большинство доступных растворителей дешевы и подходят для высоких температур	1. Высокий расход энергии из-за регенерации сорбента 2. Большие капитальные затраты, связанные с размером оборудования завода и высокоэффективным сорбентом	40–100	Крупный	60–95	2,3–9,2
Мембраны	1. Высокая чистота и восстановление CO ₂ 2. Короткое время запуска и низкое энергопотребление 3. Недорогое отделение CO ₂	1. Низкая селективность для улавливания CO ₂ 2. Капиталоемкие для крупномасштабного применения 3. Низкая активность при концентрации CO ₂ в потоке сырья менее 20 % 4. Не подходит для условий эксплуатации при высоких температурах 5. Сложность изготовления мембраны 6. Короткий срок службы разделительной мембраны приводит к высокой общей стоимости	15–55	Мелкий, средний	60–90	0,5–6
Криогенные технологии	1. Возможность извлекать CO ₂ с высокой степенью чистоты 2. Возможность работы при атмосферном давлении	1. Неэкономично для исходных потоков разбавленного CO ₂ 2. Состав сырья должен быть очищен от воды, чтобы предотвратить заивание льдом 3. Высокая потребность в энергии из-за охлаждения	55–130	Мелкий, средний, крупный	99,9	2,4–5,2

* Составлено Проектным центром по энергопереходу и ESG, Сколтех.

Наиболее успешными технологиями являются технологии, основанные на растворителях, в частности аминовой очистки и физической абсорбции (табл. 4). Прочие технологии, такие как мембраны, криогенные технологии, использование ферментов, являются многообещающими, но на данный момент их применение даже в рамках больших прототипов не осуществляется, а применение в промышленных масштабах требует снижения стоимости и дальнейшего развития.

ТЕКУЩЕЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РАЗВИТИЕ УЛАВЛИВАНИЯ, ХРАНЕНИЯ И ПОЛЕЗНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ CO₂

В предыдущих разделах упоминалось, что технологии улавливания, транспортировки, долгосрочного хранения и полезного использования CO₂ находятся на разной стадии технологической готовности. Анализ показал, что большая часть из них по состоянию на 2021 год находится на демонстрационной стадии или на стадии большого прототипа (табл. 5).

Таблица 5. Стадии технологической готовности (TRL) для технологий CCUS
Table 5. Technology readiness level (TRL) for CCUS technologies

Технология с точки зрения физико-химического процесса по секторам производства	Группа TRL	TRL
Захват CO₂ в химической промышленности		
Аммиак — химическая абсорбция	Зрелая	11
Аммиак — физическая абсорбция	Раннее внедрение	9-10
Метанол — химическая абсорбция	Раннее внедрение	9-10
Метанол — физическая абсорбция	Демонстрация	7-8
Метанол — физическая адсорбция	Демонстрация	7-8
Ценные химикаты — физическая абсорбция	Демонстрация	7-8
Ценные химикаты — химическая абсорбция	Демонстрация	7-8
Аммиак — физическая адсорбция	Большой прототип	5-6
Захват CO₂ в черной металлургии		
Железо прямого восстановления — химическая абсорбция	Раннее внедрение	9
Восстановительная плавка — обогащение кислородом — физическая адсорбция	Демонстрация	7
Доменные печи — обогащение технологического газа водородом — химическая абсорбция	Большой прототип	5
Железо прямого восстановления — физическая абсорбция	Большой прототип	5
Захват CO₂ при изготовлении цемента		
Цемент — химическая абсорбция	Демонстрация	7-8
Цемент — регенеративный кальциевый цикл	Демонстрация	7
Цемент — кислородное сжигание	Большой прототип	6
Цемент — физическая адсорбция	Большой прототип	6
Цемент — прямая сепарация	Большой прототип	6
Цемент — мембранное разделение	Малый прототип	4
Захват CO₂ из воздуха		
DAC — твердый	Большой прототип	6
DAC — жидкий	Большой прототип	6
Захват CO₂ при производстве топлив		
Переработка природного газа	Зрелая	11
Водород (SMR)	Раннее внедрение / демонстрация	8-9
Водород (автотермический риформинг)	Раннее внедрение / демонстрация	8-9
Водород (Природный газ автотермического риформинга с нагретым газом риформинга)	Демонстрация	7
Биометан — Анаэробное сбраживание и разделение CO ₂	Демонстрация	7
Этанол из сахара / крахмала	Демонстрация	8
Этанол из лигноцеллюлозы	Большой прототип	5
Водород из угля	Большой прототип	5
Биодизель — газификация и Фишер-Тропш	Малый прототип	4
Биотоплива — газификация биомассы и метанирование	Демонстрация	7
Захват CO₂, электрогенерация		
Уголь — химическая абсорбция	Раннее внедрение / демонстрация	8-9
Уголь — предварительное сжигание — физическая абсорбция	Демонстрация	7
Уголь — кислородное сжигание	Демонстрация	7
Уголь — дожигание / мембраны	Большой прототип	6
Природный газ — предварительное сжигание / химическая абсорбция	Демонстрация	8
Биомасса — предварительное сжигание / физическая абсорбция	Концепт	3
Природный газ или уголь — суперкритический цикл CO ₂	Большой прототип	5-6
Уголь — химический цикл	Концепт	1-3
Биомасса — дожигание / химическая абсорбция	Демонстрация	8

Технология с точки зрения физико-химического процесса по секторам производства	Группа TRL	TRL
Транспортировка CO₂		
Трубопровод	Раннее внедрение	10
Танкер (порт–порт)	Большой прототип / Демонстрация	6–7
Танкер (порт–шельф)	Малый прототип / Большой прототип	4–5
Хранение CO₂		
EOR	Зрелая	11
Минерализованные водоносные пласты	Раннее внедрение	9
Истощенные нефтегазовые пласты	Демонстрация	7
Продвинутые технологии мониторинга	Большой прототип / Демонстрация	6–7
Базальтовые формации	Концепт	3
Использование CO₂		
EOR	Зрелая	11
Мочевина	Зрелая	11
Цемент — Связывание CO ₂ в инертных карбонатных материалах	Раннее внедрение	9
Метанол	Демонстрация	7
Синтетический метан (из водорода и CO ₂)	Большой прототип / Демонстрация	6–7
Синтетические жидкие топлива	Большой прототип	5–6
Химиаты (Производство на основе CO ₂ и электролитического водорода на возобновляемых источниках энергии)	Демонстрация	7

Источник: составлено Проектным центром по энергопереходу и ESG, Сколтех по данным базы технологий МЭА.

Тем не менее существуют технологии, находящиеся и на 9–11-м уровне технологической готовности. Среди них можно выделить методы захвата CO₂ в химической промышленности, в частности при производстве аммиака (химическая и физическая абсорбция) и метанола (химическая абсорбция). В черной металлургии — это захват CO₂ в процессе производства железа прямого восстановления (химическая абсорбция). При производстве топлива наибольший прогресс в технологиях захвата достигнут при переработке природного газа, достаточно высокий уровень готовности (TRL 8–9) — при захвате CO₂ на установках по производству водорода (автотермический риформинг и паровая конверсия метана) и на угольных электростанциях.

В области транспортировки лучше всего развиты технологии наземного трубопроводного транспорта CO₂, при этом в отрасли возможно дальнейшее развитие транспортировки CO₂ морским транспортом. При наличии спроса на данную услугу оно не займет много времени.

В качестве технологии подземного хранения отдельно рассматривают технологии закачки CO₂ в пласт для повышения нефтеотдачи (CO₂–EOR (Enhanced oil recovery), CO₂–МУН (Методы увеличения нефтеотдачи)).

Примечательно, что CO₂–EOR в различных исследованиях относят и к хранению CO₂, и к полезному использованию, поскольку у двуокиси углерода в данном процессе два назначения:

- использование CO₂ только для повышения нефтеотдачи пласта с полным извлечением CO₂ и повторной закачкой в пласт;
- использование избыточного объема CO₂, при котором излишки закачиваются в пласт на долгосрочное хранение.

Высокий уровень технологической готовности имеют технологии хранения CO₂ в минерализованных водоносных пластах. Ниже мы приводим детализированную дорожную карту оценки емкости, приемистости и герметичности подземного хранилища CO₂ (водоносный слой или истощенное газовое месторождение).

Если CO₂ не хранится, а используется, то на текущий момент наиболее развитыми являются технологии закачки CO₂ в пласт для увеличения его нефтеотдачи, использование CO₂ при изготовлении мочевины и добавление CO₂ при производстве цемента.

Основываясь на уровне технологической готовности, в следующем разделе мы рассмотрим экономику различных производственных цепочек на основе технологий, которые

находятся на высокой стадии готовности (TRL 9–11).

- Улавливание: переработка природного газа, производство водорода (паровой риформинг), железо прямого восстановления (химическая абсорбция), угольная электростанция (химическая абсорбция), метанол (химическая абсорбция), аммиак (химическая и физическая абсорбция).
- Транспортировка (трубопроводы).
- Полезное использование (производство мочевины, производство цемента).
- Долгосрочное хранение (минерализованные пласты, CO₂ — МУН).

Сюда также будут включены технологии улавливания CO₂ при производстве метанола (TRL 8–9).

ЭКОНОМИКА

ЦЕПОЧКА ДОБАВЛЕННОЙ СТОИМОСТИ CCUS

Учитывая стратегическую важность технологий CCUS в вопросах достижения целей Парижского соглашения, возникает долгосрочная необходимость масштабирования проектов CCUS по всему миру. Поэтому важно понимать не только технологические, но и экономические аспекты CCUS. Стоимость полного цикла CCUS изменяется в зависимости от сферы применения, локации и размера источников CO₂. Развитие технологий также играет ключевую роль, как и опыт эксплуатации, полученный на объектах CCUS. Общая стоимость CCUS складывается из затрат на:

- улавливание CO₂ в источнике выбросов — выделение CO₂ из газового потока с чистой более 95 %;
- обезвоживание и сжатие/снижение CO₂ в зависимости от способа транспортировки;
- транспортировка CO₂ по трубопроводу, на судне или автомобиле;
- закачка CO₂, а также мониторинг хранимого CO₂.

В данном разделе, для сравнения затрат по всей цепочке CCUS используются доллары США за 2019 г., расчет выполняется путем конвертации различных валют в доллары США с последующим учетом инфляции. Результаты проведенного анализа затрат по всей цепочке добавленной стоимости CCUS демонстрируют широкую вариативность среди изученных источников литературы и идентифицируют этап захвата CO₂ как самый дорогостоящий этап цепочки CCUS. Отметим недостаток данных по конкретным процессам и технологиям захвата.

Анализ цепочки добавленной стоимости CCUS дает весьма внушительный диапазон цен на CO₂, на сегодня он составляет от 20 до 450 долл./т CO₂ (рис. 1).

Затраты на захват CO₂ достигают 75 % от общей стоимостной цепочки CCUS, но в отдельных случаях могут быть значительно ниже, например, при улавливании двуокиси углерода на производствах, где концентрация CO₂ очень высокая (95–100 %) и где необходимо только сжатие, например на месторождениях по добыче

Таблица 6. Интегрированная концепция проектирования подземного хранилища в терминах оценки емкости, приемистости и герметичности
Table 6. An integrated underground storage design concept in terms of capacity, injectivity and tightness evaluation

Емкость	Приемистость	Герметичность	Мониторинг	Управление рисками
Характеризация пласта, скрининг	Моделирование закачки углекислого газа в пласты с целью захоронения	Оценка геомеханических рисков	Системы мониторинга	Карты рисков: вероятность и существенность
Моделирование коэффициента захоронения	Моделирование гидродинамических эффектов физ.-хим. взаимодействия между углекислым газом, поровым флюидом и вмещающей породы	Целостность скважин (цемент)	Решение прямых задач по утечкам	Системы управления рисками
Моделирование физ.-хим. взаимодействий между углекислым газом и породой	Поиск оптимальной сетки скважин и конструкций скважин	Целостность перекрывающей породы («покрышка»)	Решение обратных задач по измерениям на поверхности	
Моделирование различных подходов к хранению (минерализованные водоносные пласты, истощенные нефтяные коллекторы)	Поиск оптимальных режимов и сценариев закачки с учетом экономики	Формирование новых трещин и активация естественных разломов		
		Наведенная сейсмичность		
		Авто-ГРП, моделирование утечек		
		Изменения структурного плана		

Источник: составлено Проектным центром по энергопереходу и ESG Сколтех.

природного газа с высоким содержанием CO_2 . Технологически для последующей транспортировки метана необходимо отделение CO_2 . Другой пример — производство аммиака или водорода на установках по производству водорода на НПЗ. Стоимость улавливания CO_2 напрямую зависит от парциального давления CO_2 в газах (и, следовательно, от концентрации CO_2 при атмосферном давлении): высокая концентрация обеспечивает прямое разделение и дешевое улавливание, тогда как низкие концентрации требуют дополнительного дорогостоящего этапа концентрирования CO_2 (рис. 2).

Транспортировка и хранение CO_2 в части затрат достигают до 25 % от общей стоимостной цепочки CCUS. Стоимость транспортировки зависит от используемой технологии (трубопроводы, судно, грузовики) и от объемов перевозки (рис. 3). Так, офшорные трубопроводы конкурентоспособны для больших объемов и относительно небольших расстояний, в то время как морские перевозки судами предпочтительнее для пилотных проектов и на очень большие расстояния [35].

Стоимость хранения определяется:

- типом коллектора (минерализованный водоносный слой или истощенное нефтегазовое месторождение);
- доступностью коллектора (на суше или на море);
- удаленностью места закачки от хаба по сборке CO_2 от эмитентов. Примерно каждые 200 км нужно устанавливать компрессор для повышения давления вдоль трубопровода;
- наличием инфраструктуры (например, трубопровода) и физическими

характеристиками коллектора (размер, пористость, проницаемость, давление). Хранение в подземных истощенных нефтяных и газовых месторождениях является самым дешевым, особенно если существующие скважины можно использовать повторно, но их емкость для хранения ограничена.

ЭКОНОМИКА И ТЕХНОЛОГИИ ОПРЕДЕЛЯЮТ РЫНОК CCUS

В 2020 году средняя мировая цена CO_2 составила менее 10 долл./т CO_2 [53], однако в ряде стран, например в Швейцарии, Финляндии, Швеции, Норвегии, Канаде, Франции и Кореи, цена на CO_2 уже сегодня дает возможность некоторым CCUS-проектам достигать порога рентабельности. Проведенный авторами анализ технологий на уровне технологической готовности TRL 9–11, также показывает, что уже сейчас существуют определенные отрасли, в которых технологии CCUS могут помочь в декарбонизации, причем для части этих отраслей (например, переработка природного газа и производство удобрений), затраты по всей цепочке добавленной стоимости начинаются с 20–25 долларов за тонну (табл. 7).

При анализе технологии и экономики CCUS, важно понимать конкурентоспособность данных технологий по сравнению с другими технологиями декарбонизации: низкоуглеродными решениями и проектами с негативной эмиссией (рис. 4). Для того чтобы корректно сравнить CCUS с низкоуглеродными альтернативами, например, с возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ), или с атомными электростанциями (АЭС), или с улавливанием CO_2 из воздуха (DAC) используется

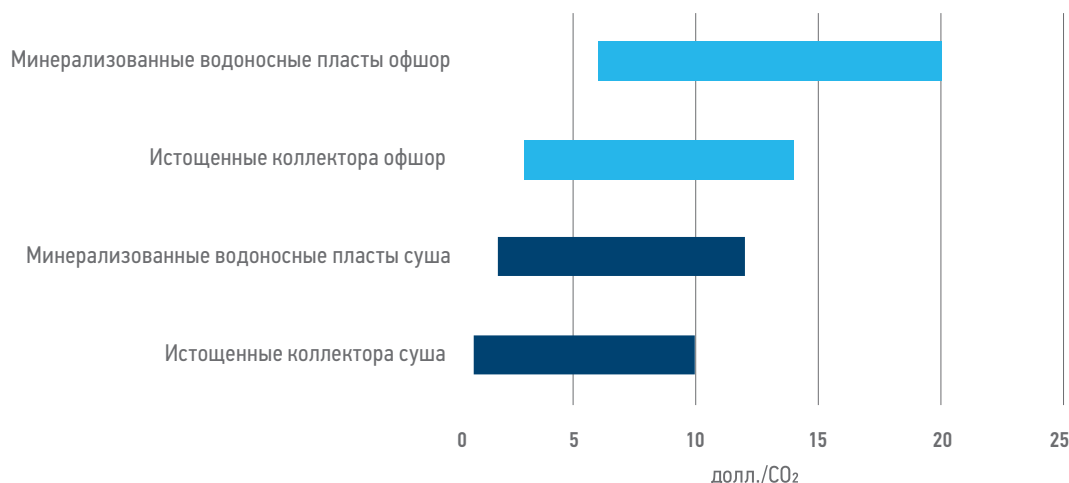


Рис. 3. Диапазоны стоимости хранения CO_2 [54]

Fig. 3. CO_2 storage cost ranges [54]

Таблица 7. Стоимость предотвращения CO₂ с использованием технологий CCUS. Составлено Проектным центром по энергопереходу и ESG, Сколтех на основе [38, 53–61]

Table 7. Cost of CO₂ prevention using CCUS technologies. Compiled by the Center for Energy Transition, Skoltech based on [38, 53–61]

Технология	Диапазон стоимости предотвращения CO ₂ , долл./т	
CCS в химической промышленности		
Аммиак — химическая абсорбция	32,3	94
Аммиак — физическая абсорбция	37,3	99
Метанол — химическая абсорбция	37,3	99
CCS в черной металлургии		
Железо прямого восстановления — химическая абсорбция	62,3	138
CCS при производстве топлив		
Переработка природного газа	20,3	99
Водород (паровая конверсия)	47,3	124
Водород (автотермический риформинг)	57,3	134
CCS электрогенерация		
Уголь — химическая абсорбция	50,3	144
Использование CO ₂		
Мочевина	24,3	106
Цемент — Связывание CO ₂ в инертных карбонатных материалах	44,3	181

такое понятие, как стоимость предотвращения CO₂ [36].

Стоимость предотвращения выбросов CO₂. Использует уровни выбросов CO₂ и значения приведенной стоимости энергии (LCOE) для объектов с CCUS и без CCUS, «стоимость предотвращения выбросов CO₂» является общей мерой затрат, наиболее часто используемой в исследованиях экономики

$$\text{Стоимость предотвращения выбросов CO}_2 \text{ (долл./тCO}_2\text{)} = \frac{(\text{LCOE})_{\text{CCS}} - (\text{LCOE})_{\text{ref}}}{(\text{tCO}_2 / \text{MWh})_{\text{ref}} - (\text{tCO}_2 / \text{MWh})_{\text{CCS}}}, \quad (1)$$

где LCOE — нормированная стоимость производства электроэнергии (\$/МВт·ч); тCO₂/МВт·ч = массовый уровень выбросов CO₂ в атмосферу в тоннах на МВт·ч (на основе чистой мощности каждой электростанции); индексы «CCUS» и «ref» относятся к установкам с CCUS и без них соответственно.

Анализ стоимости предотвращения выбросов CO₂ показал, что технологии CCUS вступают в конкуренцию с многими низкоуглеводными решениями, например строительством электростанции на ВИЭ, при этом выгоднее будет постройка электростанции на угле или метане с использованием CCUS. Средний срок службы угольных электростанций во всем мире составляет 46 лет, во многих случаях они могут работать в течение 50–60 лет или дольше [63],

технологий CCUS. При использовании «стоимости предотвращения выбросов CO₂» сравнивают объект с CCUS с «эталонным объектом» без CCUS и количественно оценивают среднюю стоимость предотвращения выбросов CO₂ в атмосферу, при этом обеспечивая единицу полезного продукта (например, один МВтч в случае электростанции) [47]. Математически это можно определить как:

и технологии CCUS станут оптимальным вариантом для таких электростанций. Однако в развивающихся странах Азии, в частности в Индии и Китае, средний возраст угольных электростанций составляет 11–13 лет, а в Японии и Корее — 20 лет [64], для них будет нецелесообразно заменять эти электростанции на ВИЭ.

В промышленном секторе CCUS являются едва ли не единственной альтернативой по глубокой декарбонизации процессов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные расчеты показали, что технологии CCUS имеют большую вариативность как с точки зрения стадий технологического развития, так и с точки зрения

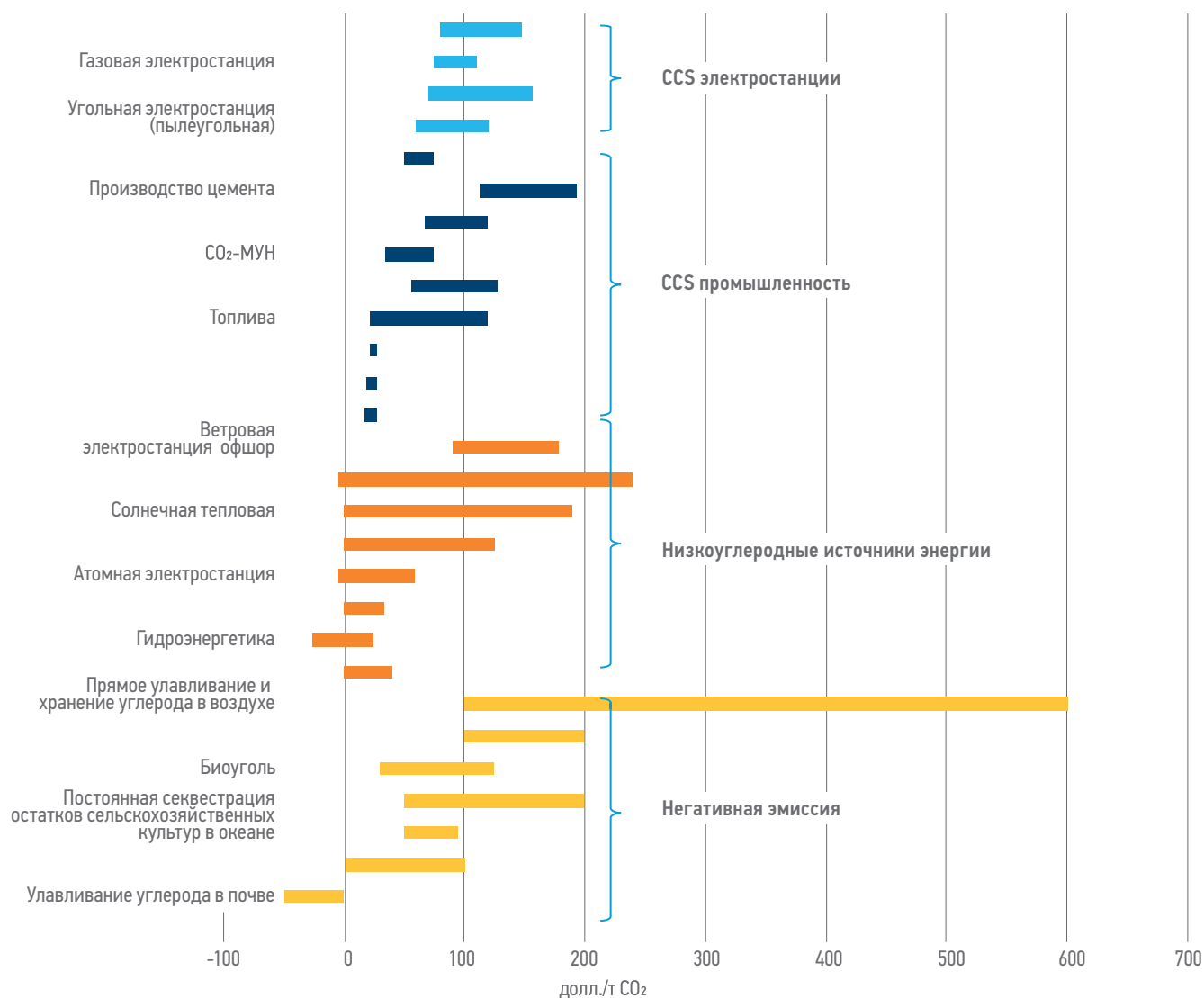


Рис. 4. Стоимость предотвращения выбросов CO₂ с помощью CCUS для различных секторов (предотвращенные выбросы CO₂ долл./т CO₂, исходя из текущих оценок затрат). Составлено Проектным центром по энергопереходу и ESG, Сколтех на основе [38, 53–62]

Fig. 4. Cost of avoiding CO₂ emissions with CCUS for different sectors (CO₂ avoided \$/tCO₂ based on current cost estimates). Compiled by the Center for Energy Transition, Skoltech based on [38, 53–62]

затрат на цепочку добавленной стоимости и на отдельные этапы.

Наиболее перспективными направлениями в данный момент являются применение CCUS в химической промышленности, черной металлургии, добыче природного газа и на угольных электростанциях. Отметим, что черная металлургия и химическая промышленность — это те отрасли, где труднее всего применить какие-то альтернативные методы глубокой декарбонизации. Однако по этим направлениям CO₂ проще и выгоднее всего транспортировать посредством наземных трубопроводов либо для дальнейшего полезного использования при производстве удобрений и в цементной промышленности, либо для закачки в пласты для повышения нефтеотдачи.

Важно отметить, что технологии CCUS являются мерой немедленной декарбонизации

тяжелой промышленности без вмешательства в базовый технологический цикл (CCUS является дополнением), т. е. не происходит конкуренции с технологиями перехода на альтернативные источники энергии, такими как ВИЭ, атомными станциями, использованием биотоплив.

Большим накопленным опытом в области геологии, бурения, цементирования скважин и закачке CO₂ в подземные пласты обладают нефтегазовые компании, им, по-видимому, удастся занять нишу операторов зарождающейся новой отрасли в России, в числе первых о таких планах на уровне руководства заявили «Газпром нефть», «Новатэк», «Роснефть» и ряд других компаний. Так, например, по сообщениям СМИ, «Газпром нефть» инвестирует порядка 30 млрд руб. в проект в Оренбургской области по улавливанию и захоронению углерода. На первом

этапе проекта будет закачиваться порядка 1 млн т CO₂ ежегодно, в дальнейшем объем закачки будет увеличиваться.

Также «Газпром нефть» заключила с правительством Сахалинской области соглашение о сотрудничестве в сфере устойчивого развития и реализации климатических проектов и программ на территории островного региона. Проект на Сахалине будет реализован в партнерстве с компанией «Русатом Оверсиз», где CCUS будет составной частью комплексной технологии производства водорода методом конверсии метана с улавливанием и захоронением CO₂.

«Новатэк» вел переговоры с японской Mitsui о вхождении в экспортный проект по производству аммиака в Сабетте — «Обский ГХК». Первая очередь завода мощностью 2,2 млн тонн, по данным газеты «Коммерсант», должна быть запущена в 2026 году, также возможна вторая очередь. Проектом предусматривается улавливание и хранение CO₂. По оценкам аналитиков, инвестиции в «Обский ГХК» могут достигать 2,2–2,4 млрд \$. «Новатэк» также планирует реализовать проект хранения CO₂ на Ямале.

«Роснефть» планирует к 2035 году предотвратить выбросы парниковых газов в объеме 20 млн т в CO₂-эквиваленте. Компания отмечает высокий потенциал использования подземных хранилищ и собственных выработанных месторождений для проектов улавливания и хранения CO₂.

«Татнефть» в качестве стратегической цели запланировала выход на углеродную нейтральность к 2050 году. Достичь этого предполагается благодаря реализации проектов CCUS. Компания в перспективе может извлекать 37,8 млн т углекислого газа в год. Проектом предусмотрена полезное использование до 25 млн т дымовых газов с Нижнекамской ТЭЦ «Татнефти». Еще более 12 млн т диоксида углерода можно получить из труб водородной установки комплекса ТАНЕКО. CO₂ в сжиженном состоянии планируется транспортировать на расстояние 10–12 км по трубопроводам. Углекислый газ будут закачивать в недра Биклянского месторождения в Нижнекамском районе. Это кроме экологического эффекта позволит увеличить добычу нефти.

НЛМК подписала меморандум о сотрудничестве с компанией «Газпром нефть» в сфере исследования и тестирования технологии улавливания и хранения CO₂.

Был подписан меморандум о сотрудничестве в ходе Восточного экономического форума

между губернатором Сахалинской области и представителем компании «Мицубиси Корпорейшн» о создании проекта по улавливанию и хранению CO₂ при производстве голубого водорода.

Компания «Газпром» в своей дорожной карте «Развитие водородной энергетики и декарбонизация промышленности и транспорта на основе природного газа» к 2025 году планирует проекты по улавливанию CO₂ из дымовых газов газоперекачивающих агрегатов и газотурбинных электростанций, хранение CO₂ в ПХГ, использование CO₂ на газоконденсатных месторождениях или для поддержания буферного объема на ПХГ.

В электрогенерации, по прогнозам, строительство новых станций на ВИЭ будет намного выгоднее, чем строительство новых угольных или газовых электростанций с использованием CCS. Тем не менее миру по-прежнему будут необходимы и другие технологии. Растущая доля энергии от возобновляемых источников вызывает большую потребность в мощности, доступной «по запросу», для обеспечения стабильной работы энергосистем. Угольные или газовые электростанции, оборудованные CCS, могут обеспечить эту мощность и подавать электроэнергию в любое время: ночью или в безветренный день. По крайней мере до тех пор, пока альтернативные способы не станут дешевле, чем CCUS.

CCUS также может быть рентабельной стратегией по сокращению выбросов от существующих угольных и газовых электростанций. Около одной трети действующих угольных и газовых электростанций было построено в последние 10 лет; дооснащение CCUS может позволить им продолжить работу и избежать затрат на досрочный вывод из эксплуатации.

Анализ затрат на предотвращение выбросов 1 т CO₂ с помощью различных технологий показал, что CCUS уже сегодня предлагает возможности для снижения выбросов CO₂ по умеренной цене в промышленности, где отделение CO₂ является неотъемлемой частью технологического процесса, в частности в производстве удобрений, биоэтанола и переработке газа. При этом применение CCS на угольных и газовых электростанциях в среднем уступает по затратам на ветровые и солнечные электростанции¹.

¹ Важно отметить, что затраты на ВЭС и СЭС сильно колеблются в зависимости от географического положения.

Список литературы / References

1. Пресс-релиз, Широкомасштабное, быстрое и усиливающееся изменение климата / МГЭИК, Август 2021. URL: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2021/08/IPCC_WGI-AR6-Press-Release_ru.pdf [Press release, Widespread, Rapid and Accelerating Climate Change / IPCC, August 2021. URL: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2021/08/IPCC_WGI-AR6-Press-Release_en.pdf]
2. IEA: Energy Technology Perspectives 2020, pp. 91-93, <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>,
3. IPCC, 2005: IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Metz, B., O. Davidson, H. C. de Coninck, M. Loos, and L. A. Meyer (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 442 pp.
4. Wang X and Song C (2020) Carbon Capture From Flue Gas and the Atmosphere: A Perspective. *Front. Energy Res.* 8:560849. pp. 1–23, doi: 10.3389/fenrg.2020.560849
5. CO₂ capture technologies: post combustion capture (PCC) // The Global CCS Institute. — January 2012, pp. 10–11.
6. Bhadola, Patel V., Potdar S., Mallick S. Technology Scouting — Carbon Capture: From Today's to Novel Technologies // Concawe. — September 2020, pp. 3.
7. Oxyfuel Combustion / Official website ScienceDirect, 2022. URL: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/oxyfuel-combustion>
8. Lebling K., McQueen N., Pisciotto M., Wilcox J. Direct Air Capture: Resource Considerations and Costs for Carbon Removal / WRI, 2022, <https://www.wri.org/insights/direct-air-capture-resource-considerations-and-costs-carbon-removal>
9. Boundary Dam Carbon Capture Project / SaskPower, 2022. URL: <https://www.saskpower.com/Our-Power-Future/Infrastructure-Projects/Carbon-Capture-and-Storage/Boundary-Dam-Carbon-Capture-Project>
10. PETRA NOVA — Carbon capture and the future of coal power / NRG Energy, 2022. URL: <https://www.nrg.com/case-studies/petra-nova.html>
11. Quest carbon capture and storage / Shell Canada, 2022. URL: https://www.shell.ca/en_ca/about-us/projects-and-sites/quest-carbon-capture-and-storage-project.html
12. CCS in the Middle East — Present and Future / The Global CCS Institute EVENTS, January 2021. URL: <https://www.globalccsinstitute.com/news-media/events/ccs-in-the-middle-east-present-and-future/>
13. COURSE50 — Technology / The Japan Iron and Steel Federation, 2022. URL: <https://www.course50.com/en/technology/>
14. The Global Status of CCS Report 2020 / The Global CCS Institute, March 2020. URL: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2021/03/Global-Status-of-CCS-Report-English.pdf>
15. Surface-Facilities Design for First CO₂ EOR Project in Saudi Arabia / The Journal of Petroleum Technology, August 2018. URL: <https://jpt.spe.org/surface-facilities-design-first-co2-eor-project-saudi-arabia>
16. DOE/NETL carbon capture program — carbon dioxide capture handbook / National Energy Technology Laboratory. — August 2015.
17. Century Plant Fact Sheet: Commercial EOR using Anthropogenic Carbon Dioxide / CCS Project Database, MIT CC&ST Program, September 2016. URL: https://sequestration.mit.edu/tools/projects/century_plant.html
18. E. Koons. Top Carbon Capture Projects in 2022 — Great Plains / Energy Tracker Asia, May 2022. URL: <https://energy-tracker.asia/carbon-capture-projects/>
19. Turan G. Value of investment, partnerships and policy in growing CCS market // Decarbonisation Technology. — May 2022. — PP. 27–30. URL: <https://ptqmagazines.digitalrefining.com/view/196702140/29/>
20. Technical report. State of the art: CCS technologies 2022 // Global CCS Institute, May 2022. URL: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2022/05/State-of-the-Art-CCS-Technologies-2022.pdf>
21. Robertson B., Mousavian M. Shute Creek — world's largest carbon capture facility sells CO₂ for oil production, but vents unsold / IEEFA. — March 2022. URL: <https://ieefa.org/articles/shute-creek-worlds-largest-carbon-capture-facility-sells-co2-oil-production-vents-unsold>
22. Jurado N., Darabkhani H.G., Anthony E.J., Oakey J.E. (2015). Oxy-fuel Combustion for Carbon Capture and Sequestration (CCS) from a Coal/Biomass Power Plant: Experimental and Simulation Studies. In: Dincer, I., Colpan, C., Kizilkan, O., Ezan, M. (eds) *Progress in Clean Energy*, Volume 2. Springer, Cham. pp. 177-192, https://doi.org/10.1007/978-3-319-17031-2_14
23. Callide oxyfuel project / CS Energy, 2022. URL: <https://www.csenergy.com.au/what-we-do/thermal-generation/callide-power-station/callide-oxyfuel-project>
24. Compostilla OXYCFB300 / PTECO2 — Plataforma Tecnológica Española del CO₂, 2022. URL: <https://www.pteco2.es/en/projects/compostilla-oxycfb300>
25. Colleferro Oxyfuel Demonstration Details / The university of Edinburgh, 2022. URL: <https://www.geos.ed.ac.uk/scacs/project-info/2241>
26. LafargeHolcim and Schlumberger New Energy explore Carbon Capture and Storage Solutions / HOLCIM Media release, February 2021. URL: <https://www.holcim.com/media/media-releases/lafargeholcim-and-schlumberger-new-energy-explore-carbon-capture-and-storage-solutions>
27. Cement Innovation for Climate research initiative created / Cement News, December 2019. URL: <https://www.cemnet.com/News/story/167928/cement-innovation-for-climate-research-initiative-created.html>
28. Rocha C., Anjos M., Machado R. CCUS in the decarbonization of upstream production in Brazil // S&P Global, December 2021. URL: <https://ihsmarkit.com/research-analysis/ccus-in-the-decarbonization-of-upstream-production-in-brazil.html>
29. The C4U Project / Official website of C4U Project, 2022. URL: <https://c4u-project.eu/>
30. Cleanker / Official website of CLEANKER Project, 2022. URL: <http://www.cleanker.eu/>
31. Leilac // Official website of Leilac Project, 2022. URL: <https://www.project-leilac.eu/>
32. Dennis Y.C. Leung, Giorgio Caramanna, M. Mercedes Maroto-Valer. An overview of current status of carbon dioxide capture and storage technologies, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 39, 2014, pages 426–443, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.093>
33. Point source carbon capture program / National Energy Technology Laboratory, 2022. URL: <https://netl.doe.gov/coal/carbon-capture/pre-combustion>
34. Simbolotti G. CO₂ capture and storage. Technology Brief / IEA ETSAP, 2010.
35. European technology platform for zero emission fossil fuel power plants (ZEP), the costs of CO₂ capture // Transport and Storage. — 2011, 51 p.
36. Fout T., Zoelle A., Keairns D., Turner M., Woods M., Kuehn N., Shah V., Chou V., Pinkerton L. Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants — Volume 1a: Bituminous Coal (PC) and Natural Gas to Electricity. — Revision. — 3. — 2015, pp. 46, 218–231.
37. Global CCUS Institute, Economic assessment of carbon capture and storage technologies, 2011 update, pp. 58.
38. Kristin Gerdes et al. / *Energy Procedia* 63 (2014), pp. 7541–7557.
39. Rubin E.S., et al. The cost of CO₂ capture and storage. *Int. J. Greenhouse Gas Control* (2015), pp. 378–400, <http://dx.doi.org/10.1016/j.jggc.2015.05.018>

40. M. Finkenrath. Cost and performance of carbon dioxide capture from power generation // International Energy Agency. — 2011.
41. The Costs of CCUS and Other Low-carbon Technologies / Global CCUS Institute, 2011.
42. Irlam L. The costs of CCUS and other low-carbon technologies in the United States — 2015 update / Global CCS Institute. — July 2015.
43. GCCUSI technology readiness and costs of CCUS / Global CCS Institute, 2015, p. 49.
44. ZEP Report .The cost of subsurface storage of CO₂. ZEP memorandum / European Zero Emission Technology and Innovation Platform, December 2019.
45. Exploring Clean Energy Pathways: The Role of CO₂ Storage / IEA, December 2019.
46. Carbon Capture Utilization and Storage Towards Net-Zero 2021 / Keraney, 2021.
47. Irlam L. Global costs of carbon capture and storage 2017. Update / Global CCS Institute, June 2017. URL: <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/201688/global-ccs-cost-updatev4.pdf>
48. Toward a common method of cost estimation for CO₂ capture and storage at fossil fuel power plants a white paper / IEA GHG, 2013.
49. State and Trends of Carbon Pricing 2020 / World Bank, May 2020. <https://doi.org/10.1596/978-1-4648-1586-7>
50. IEA GHG, Transmission of CO₂ and Energy Report Number PH4/6 March 2002, 48 p.
51. Concawe Technology Scouting — Carbon Capture: From Today's to Novel Technologies, 2020.
52. IEA, Levelized cost of CO₂ capture by sector and initial CO₂ concentration, 2019.
53. Zero Emission Platform, IEAGHG, The Costs of CO₂ Storage, 2011.
54. Global CCUS Institute. 2017. Global Cost Update. <https://www.globalCCUSinstitute.com/archive/hub/publications/201688/global-CCUS-cost-updatev4.pdf>
55. Simbolotti G. CO₂ capture and storage. — IEA ETSAP. — Technology Brief. — 2010.
56. Fout T., Zoelle A., Keairns D., Turner M., Woods M., Kuehn N., Shah V., Chou V., Pinkerton L. Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants. — Vol.1a: Bituminous Coal (PC) and Natural Gas to Electricity — Revision. — 3. — 2015.
57. Global CCUS Institute, Economic assessment of carbon capture and storage technologies, 2011 update, WorleyParsons. — Schlumberger, GCCUS, — 2011.
58. Global CCUS Institute, The Costs of CCUS and Other Low-carbon Technologies. — 2011.
59. Irlam L. The costs of CCUS and other low-carbon technologies in the United States, 2015 update.
60. GCCUSI technology readiness and costs of CCUS. — 2021.
61. Exploring Clean Energy Pathways: The Role of CO₂ Storage. — IEA, Paris — 2019.
62. Graham P., Hayward J., Foster J., Havas L. Gen. Cost 2020-21: Consultation draft, Australia. — 2020.
63. Cui R.Y., Hultman N., Edwards M.R. et al. Quantifying operational lifetimes for coal power plants under the Paris goals // Nat Commun. — 10. — 2019. — P. 4759. <https://doi.org/10.1038/s41467-019-12618-3>
64. IEA World Energy Outlook 2021. — IEA, Paris. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>, License: CC BY 4.0.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Е.В. Грушевенко — разработала общую концепцию статьи, подготовила текст статьи, библиографический список, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

С.А. Капитонов — принимал участие в разработке общей концепции статьи, подготовке разделов и выводов, подготовил рисунки к статье, окончательно утвердил публикуемую версию и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Ю.А. Ляшик — подготовила рисунки к статье, принимала участие в редактировании разделов, окончательно утвердила публикуемую версию и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

И.В. Гайда — подготовила рисунки к статье, принимала участие в редактировании разделов, окончательно утвердила публикуемую версию и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.А. Осипцов — принимал участие в подготовке разделов, окончательно утвердил публикуемую версию и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Ekaterina V. Grushevenko — developed the article general concept, prepared the text of the article and references, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Sergey A. Kapitonov — took part in the general concept development of the article, prepared the article parts and conclusions, figures, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Yuliya A. Lyashik — prepared figures for the article, took part in editing of the article parts, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Irina V. Gaida — prepared figures for the article, took part in editing of the article parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Andrey A. Osipov — took part in editing of the article parts, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Екатерина Валерьевна Грушевенко* — Старший менеджер, Проектный центр по энергопереходу и ESG, Сколтех
121205, Россия, Москва, Можайский район, Западный административный округ, Большой бул., д. 30, стр. 1, Инновационный центр Сколково.
e-mail: ekaterina@grushevenko.ru
SPIN-код: 4443-5730
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2030-3431>
Scopus ID: 56274258900

Сергей Анатольевич Капитонов — Менеджер, Проектный центр по энергопереходу и ESG, Сколтех
121205, Россия, Москва, Можайский район, Западный административный округ, Большой бул., д. 30, стр. 1, Инновационный центр Сколково.
e-mail: s.kapitonov@skoltech.ru

Юлия Александровна Ляшик — эксперт в области экологии и низкоуглеродного развития, АНО «Центр международных и сравнительно-правовых исследований»
119017, Россия, г. Москва, Кадашевская набережная, д. 14, корпус 3.
e-mail: Yuliya_Lyashik@iclr.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7955-1515>

Ирина Венеровна Гайда — эксперт, Проектный центр по энергопереходу и ESG, Сколтех
121205, Россия, Москва, Можайский район, Западный административный округ, Большой бул., д. 30, стр. 1, Инновационный центр Сколково.
e-mail: i.gayda@skoltech.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7500-9216>

Андрей Александрович Осипцов — директор, Проектный центр по энергопереходу и ESG, Сколтех
121205, Россия, Москва, Можайский район, Западный административный округ, Большой бул., д. 30, стр. 1, Инновационный центр Сколково.
e-mail: a.osiptsov@skoltech.ru
SPIN-код: 7348-5352
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5389-4405>
Scopus ID: 57218260132

Ekaterina V. Grushevenko* — Senior manager, Project Center for Energy Transition and ESG, Skoltech
30 building 1, Bolshoy Blvd., Skolkovo Innovation Center, Western administrative district, Mozhaysky district, 121205, Moscow, Russia
e-mail: ekaterina@grushevenko.ru
SPIN-code: 4443-5730
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2030-3431>
Scopus ID: 56274258900

Sergey A. Kapitonov — Manager, Project Center for Energy Transition and ESG, Skoltech
30 building 1, Bolshoy Blvd., Skolkovo Innovation Center, Western administrative district, Mozhaysky district, 121205, Moscow, Russia
e-mail: s.kapitonov@skoltech.ru

Yuliya A. Lyashik — Expert in the field of ecology and low-carbon development, ANPO "The International and Comparative Law Research Center"
14 bldg. 3, Kadashevskaya Naberezhnaya, 119017, Moscow, Russia
e-mail: Yuliya_Lyashik@iclr.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7955-1515>

Irina V. Gaida — Expert, Design Center for Energy Transition and ESG, Skoltech
30 building 1, Bolshoy Blvd., Skolkovo Innovation Center, Western administrative district, Mozhaysky district, 121205, Moscow, Russia
e-mail: i.gayda@skoltech.ru
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7500-9216>

Andrey A. Osiptsov — Director, Project Center for Energy Transition and ESG, Skoltech
30 building 1, Bolshoy Blvd., Skolkovo Innovation Center, Western administrative district, Mozhaysky district, 121205, Moscow, Russia
e-mail: a.osiptsov@skoltech.ru
SPIN-code: 7348-5352
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5389-4405>
Scopus ID: 57218260132

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author