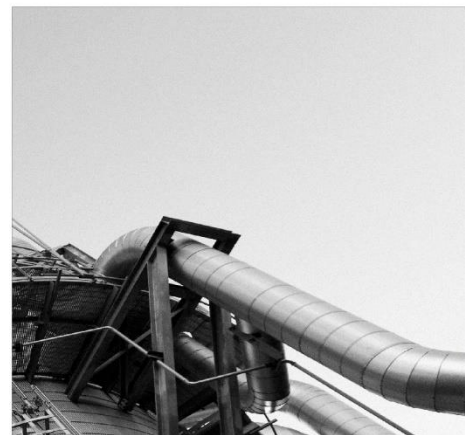
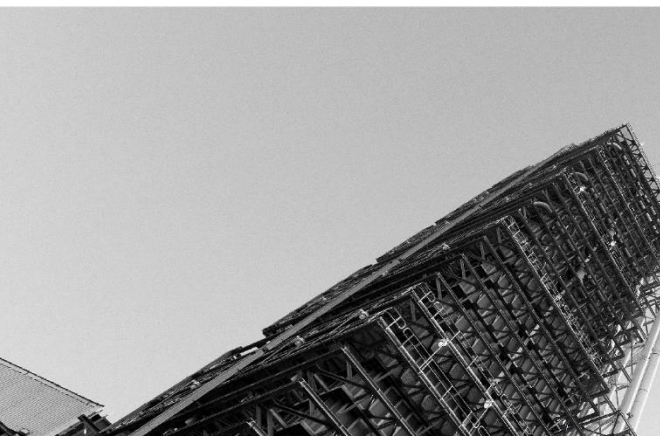


Skoltech



2022

**Технологии
улавливания,
полезного
использования
и хранения двуокиси
углерода (CCUS)**

Авторы



Андрей Осипцов (ред.)
Директор, профессор, д.ф.-м.н.
Проектный центр по энергопереходу и ESG



Ирина Гайда (ред.)
Заместитель директора, MBA
Проектный центр по энергопереходу и ESG



Грушевенко Екатерина
Старший менеджер, Проектный центр по энергопереходу и ESG



Капитонов Сергей
Менеджер, Проектный центр по энергопереходу и ESG

¹фотография на обложке - "The Petra Nova CCS project. Source: US DOE"

Оглавление

РЕЗЮМЕ	4
ВВЕДЕНИЕ	7
Актуальность темы исследования	7
Термины и определения	7
Оценки масштабов потребности в CCUS	7
Оценки МЭА	8
Оценки МГЭИК	9
Оценки ВР	9
Практическая значимость проблематики для России	10
Возможности для развития нового бизнеса на базе существующих компетенций нефтегазовой индустрии	10
Обзор истории развития и текущего статуса проектов CCUS	11
ТЕХНОЛОГИИ	14
Технологическая цепочка CCUS	14
Источники CO ₂	16
Традиционные технологии улавливания CO ₂	18
ОБЗОР НЕКОТОРЫХ ТЕХНОЛОГИЙ УЛАВЛИВАНИЯ CO₂	22
Технологии, основанные на растворителях	22
Улавливание CO ₂ с помощью сорбентов	29
Мембранное Улавливание CO ₂	30
Технологии транспортировки CO ₂	31
Технологии геологического хранения CO ₂	33
Полезное использование CO ₂	35
Текущее технологическое развитие улавливания, хранения и полезного использования CO ₂	37
РИСКИ И ПОТЕНЦИАЛ ТЕХНОЛОГИЙ CCUS	38
Риски технологической цепочки CCUS	38
Геологический потенциал по хранению CO ₂ в мире.	
Оценки регионального потенциала по геологическому хранению CO ₂	41
Потенциал по полезному использованию CO ₂	43
ЭКОНОМИКА	46
Цепочка добавленной стоимости CCUS	46
Затраты на предотвращение выбросов CO ₂	49
Экономика и технологии определяют рынок CCUS	50
РЕГУЛИРОВАНИЕ	56
Обзор международной практики стимулирования CCUS	56
Бизнес-модели реализации проектов CCUS	57
Потенциальные регуляторные ограничения. Обзор международной практики регулирования и сертификации проектов CCUS, включая требования по мониторингу	57
ПОЧЕМУ ПРОЕКТОВ CCUS ДО СИХ ПОР ТАК МАЛО?	64
ПОТЕНЦИАЛ CCUS В РОССИИ	67
Источники эмиссии	67
Потенциал по хранению	67
Выявление наиболее перспективных районов для технологий CCUS	68
Планируемые проекты CCS в России	68
CCS в России: барьеры и возможности	70
ЛИТЕРАТУРА	71

Резюме

Включение технологий CCUS в пакет мер по декарбонизации снижает общую стоимость системы декарбонизации. Миру в течение следующих 50 лет будет необходимо создать новую масштабную индустрию по улавливанию, транспортировке, полезному использованию и хранению углерода.

Потенциал применения CCUS очень широк, текущие глобальные мощности активных проектов CCS по подземному хранению составляют около 50 млн т/год.

По оценкам Global CCUS Institute мощности по хранению CO₂ в геологических формациях увеличатся на 61,8 млн т/год. По оценкам AT Kearney, IEA, US Dept of Energy, суммарная мощность проектов CCS будет нарастать до 170 млн т/год к 2030 г. и до ~5 млрд т/год к 2050 г., в то время как суммарные антропогенные выбросы климатически активных газов снизятся до ~10 млрд т/год в CO₂-экв.

Таким образом к 2050 г. относительный вклад проектов CCUS в снижение выбросов увеличится и будет покрывать до половины выбросов, в то время как сейчас мощность проектов CCUS составляет менее 1% от суммарного объема выбросов.

Несмотря на то, что CCUS являются одной из наиболее перспективных технологий, которая может способствовать выполнению целей Парижского соглашения, количество действующих проектов в данной области невелико. Текущая ситуация с развитием сектора хранения CO₂ не соответствует стратегическим ориентирам Сценария устойчивого развития МЭА, определяющим необходимость создания новой мировой индустрии по транспортировке и хранению углекислого газа. Наиболее остро проблема создания масштабной инфраструктуры хранения CO₂ в рамках региональных и национальных программ декарбонизации экономики стоит перед США, Европой и Китаем, на которые в 2020 г. приходилось 55,6% мировой эмиссии углекислого газа.

Технологическая цепочка CCUS состоит из пяти основных компонентов: выявления источника CO₂, выделения (улавливания) CO₂ из смеси дымовых газов, очистки и сжатия CO₂, и далее полезного использования путем конверсии в полезные

продукты либо транспортировки и размещения в геологических пластах для долгосрочного хранения.

Источники CO₂ распределены по всему миру, но можно выделить четыре основных кластера выбросов: в Северной, Северо-Западной Европе, Юго-Восточной Азии и Южной Азии.

Большая часть технологий по всей технологической цепочке по состоянию на 2021 г. находится на демонстрационной стадии или на стадии большого прототипа. Тем не менее, на сегодняшний день также существуют технологии, находящиеся на 9 уровне технологической готовности. Так, весьма развиты методы захвата CO₂ в химической промышленности, в черной металлургии, в переработке природного газа, достаточно высокий уровень готовности (TRL 8-9) при захвате CO₂ на установках по производству водорода и на угольных электростанциях. В области транспортировки лучше всего развиты технологии транспортировки CO₂ по трубопроводам, однако развитие транспортировки CO₂ морским транспортом не должно занять много времени при наличии спроса на данную услугу, и ряд крупных компаний уже анонсировали пилотные проекты по производству танкеров для транспортировки CO₂. Среди технологий хранения можно выделить технологии закачки CO₂ в пласт для повышения нефтеотдачи (CO₂-EOR). Также высокий уровень готовности имеют технологии долгосрочного хранения CO₂ в минерализованных водоносных пластах и в истощенных газовых пластах. Если CO₂ не хранится, а используется, то на текущий момент наиболее развитыми являются использование CO₂ при изготовлении удобрений (например, мочевины) и добавление CO₂ при производстве цемента.

Несмотря на наличие рисков, которые характерны для любого технологического процесса, главная выгода от применения технологий CCUS – это снижение парникового эффекта для окружающей среды и сглаживание энергоперехода, так как CCUS позволяет декарбонизировать промышленность без вмешательства в основной технологический процесс. Основным экологическим преимуществом CCUS является его способность снижать уровень выбросов CO₂ в атмосфере, в то время как ископаемое топливо

продолжает использоваться для обеспечения мирового потребления энергии. Этот потенциал, однако, зависит от количества, уловленного CO₂ и количества (если таковые имеются) утечек при транспортировке и долгосрочном хранении CO₂. Потенциальные выгоды также необходимо измерять в сравнении с уровнем риска для окружающей среды посредством CCUS, по сравнению с рисками, если CCUS не используется.

Потенциал по хранению CO₂ в геологических пластах в мире пока характеризуется высокой неопределённостью. Во многом это обусловлено тем, что наибольшим потенциалом на сегодняшний день обладают минерализованные водоносные пласты, однако их изученность в мире невелика. Стоит отметить, что наиболее изученными регионами являются США, Китай и Европа, а комплексные исследования по миру были проведены небольшим количеством организаций. Так, по оценкам МГЭИК в 2005 г. максимальный геологический потенциал по хранению CO₂ составлял 11 тыс. млрд т. Аналогичную оценку дали Rystad Energy в 2021 г., а в наиболее комплексном исследовании MIT при участии МЭА геологический потенциал по хранению CO₂ составляет от 8 тыс. до 55 тыс. млрд т. Хранение в наземных истощенных нефтяных и газовых месторождениях является самым дешевым, особенно если существующие скважины можно использовать повторно, но их емкость для хранения ограничена. Оценки потенциала полезного использования CO₂ разнятся очень сильно: от 1,34 Гт к 2035 г. до 18,7 Гт CO₂ к 2050 г.

Стоимость CCUS может широко варьироваться в зависимости от области применения, местоположения и масштаба каждого источника CO₂. Развитие технологий также играет ключевую роль, как и опыт эксплуатации, полученный на объектах CCUS, которые работают сегодня. Анализ стоимостной цепочки CCUS дает нам весьма внушительный диапазон цен на CO₂, на сегодняшний день он составляет от 20 до 450 долл./т CO₂. Стоимость улавливания составляет около 75% от общей стоимости CCUS, но может резко снизиться в случае, если разделение газов и выделение CO₂ происходит на производствах, где концентрация CO₂ очень высокая (95–100%).

CCUS уже сегодня предлагает возможности для снижения выбросов CO₂ по умеренной цене в промышленности, где разделение CO₂ уже является неотъемлемой частью процесса, в частности, в производстве удобрений, биоэтанола и переработке газа. Существуют определенные отрасли, в которых CCUS может помочь в декарбонизации, причем некоторые из этих отраслей, например, такие как переработка

природного газа, производство этанола и удобрений, начинаются с 20 долл. за тонну CO₂.

Уже в ближайшее десятилетие мир потенциально может улавливать, хранить и использовать около 550 Мт CO₂ в год при цене за тонну CO₂ ниже 40 долл. Отметим, однако, что это крайне оптимистичный сценарий, не учитывающий экономические, политические и социальные риски. Для того, чтобы данный показатель увеличивался, необходимо развитие технологий и их удешевление, на сегодняшний день без государственной поддержки массовое внедрение CCUS практически не рентабельно. Фактически CCUS проекты – это своего рода инфраструктурные проекты, которые тесно привязаны к точкам эмиссии и хранения CO₂. Тем не менее, анализ затрат на предотвращение тонны CO₂ с помощью различных технологий показал, что CCUS уже сегодня предлагает возможности для снижения выбросов CO₂ по умеренной цене в промышленности, где разделение CO₂ уже является неотъемлемой частью процесса, в частности, в производстве удобрений, биоэтанола и переработке газа. При этом применение CCUS на угольных и газовых электростанциях в среднем уступает по затратам ВЭС и СЭС, но может быть конкурентоспособна в кооперации с нефтегазовым сектором и технологией CO₂-EOR.

Основой реализации CCUS проектов по-прежнему является наличие рынка углеродных единиц. Цены на единицы углеродных выбросов введены в 45 национальных и 35 местных (провинции, штаты, города) юрисдикциях, которые ответственны за выбросы 11,7 млрд т CO₂ или 21,5% от глобальных эмиссий.

Реализация любого CCUS-проекта потребует множества согласований в различных ведомствах и инстанциях. Кроме того, в большинстве юрисдикций законодательная база для таких проектов не сформирована, а значит, он может столкнуться с множеством юридически-спорных моментов и неопределенностей.

Анализ проектов и их бизнес-моделей показал, что можно выделить 5 основных бизнес-моделей при реализации проектов CCUS: интеграционная (проект управляется эмитентом), партнерство (СП, консорциум), контрактное соглашение (оплата уворот), кластерный подход, плата за транспортировку и хранение. При этом внутри бизнес-моделей могут использоваться различные модели доходов, глобально их можно разделить на модели доходов, реализуемые за счет налогового регулирования, за счет сертификатов и кредитов, за счет прямого участия государства и рыночная модель доходов.

Энергетический переход происходит не только в секторе электрогенерации, но и в таких секторах, как транспорт, промышленность, теплоснабжение. При этом декарбонизация может представлять для российского экспорта энергоносителей не только вызовы, но и создавать новые возможности, в случае если российские экспортеры смогут «озеленить» свою продукцию, в том числе, и с использованием технологий CCUS.

Совмещение данных о потенциале хранения CO₂ в истощенных коллекторах, минерализованных водоносных пластах, а также данных по эмиссии CO₂ показывает, что наиболее перспективным регионом для улавливания и хранения является Волго-Уральский регион. Данный регион включает в себя старейшие нефтяные месторождения России с высокой степенью выработанности запасов. Помимо этого, в Волго-Уральском регионе расположено большое количество промышленных объектов в относительно небольшой удаленности от нефтяных месторождений (15-300 км). Также перспективными видятся центральная и южная часть страны: Московская область, Волгоградская область и Краснодарская область, - однако достоверных оценок потенциала по хранению CO₂ в минерализованных водоносных пластах нет, так как этот вопрос мало изучен в России.

Отрасль CCUS в России на данный момент, по сути, только в начальной стадии своего формирования, однако текущая климатическая повестка, очевидно, стимулирует российские компании рассматривать и этот метод декарбонизации. Россия обладает высоким потенциалом по применению технологий CCUS, благодаря

большому потенциалу по хранению CO₂ (включая его использование для повышения нефтеотдачи), а также благодаря наличию значительного количества крупных источников антропогенных выбросов CO₂. Тем не менее, существуют и барьеры по развитию данной технологии, в частности: регуляторные, технологические и экономические.

Для успешного развития проектов CCUS в России видятся необходимыми следующие шаги:

- Создание реестра истощенных месторождений, подходящих для хранения CO₂.
- Поиск и характеристика минерализованных водоносных пластов, в особенности рядом с источниками эмиссии, оценка возможных объемов хранения CO₂.
- Создание реестра крупных эмитентов, подходящих для использования технологии улавливания CO₂, и формирование кластеров из эмитентов по географическому принципу.
- Создание механизмов стимулирования развития проектов CCUS.
- Создание пилотных проектов CCUS в различных отраслях самостоятельно и в партнерстве с зарубежными компаниями.

Введение

Актуальность темы исследования

Глобальное изменение климата стало проблемой, вызывающей серьезную международную озабоченность. В отчете МГЭИК за 2021 г. показано, что глобальная температура поверхности Земли повысилась примерно на $1,1^{\circ}\text{C}$ по сравнению со средней температурой 1850–1900 гг. до уровня, который не наблюдался в последние 125 000 лет [1]. Ответственны за это выбросы парниковых газов, таких как двуокись углерода, закись азота и метан, причем в первую очередь – выбросы CO_2 . В связи с растущим осознанием важности сокращения выбросов диоксида углерода, за последние три десятилетия был разработан целый комплекс технологий улавливания CO_2 .

Ключевая роль технологий CCUS в достижении глобальной углеродной нейтральности постулируется ведущими международными организациями. Например, по оценкам МГЭИК, достижение глобальных климатических целей будет на 138% дороже без развертывания CCUS – включение технологий CCUS в пакет мер по декарбонизации снижает общую стоимость декарбонизации.

Международное Энергетическое Агентство считает, что [2]: «На пути к достижению международных целей, CCUS – единственная группа технологий, которая способствует как прямому сокращению выбросов в ключевых секторах, так и удалению CO_2 . Достижение чистого нуля будет практически невозможно без CCUS».

По оценке Bloomberg New Energy Finance, для выполнения целей Парижского соглашения по климату с помощью технологий CCUS должно быть уловлено более 174 млрд т CO_2 до 2050 г. [3] По оценке McKinsey, до 2050 г. объем мощностей по улавливанию CO_2 должен в 200 раз превысить текущие показатели [4].

Термины и определения

Технологии CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage) включают улавливание углекислого газа (CO_2) при сжигании топлива или в промышленных процессах, транспортировку этого CO_2 на судне или по трубопроводу и либо его использование в качестве ресурса для создания ценных продуктов

или услуг, либо его постоянное хранение глубоко под землей в геологических формациях. Технологии CCUS также обеспечивают основу для удаления углерода или «отрицательных выбросов», когда CO_2 поступает в результате применения биотехнологий или непосредственно из атмосферы [5].

Технологии по улавливанию CO_2 на предприятиях включают в себя:

- Улавливание и хранение CO_2 (CCS) представляет собой набор технологий для сбора и последующего хранения CO_2 в геологических пластах;
- Улавливание и полезное использование CO_2 (CCU) представляет собой технологии по сбору CO_2 для использования путем конверсии в полезные продукты;
- Улавливание, полезное использование и хранение CO_2 (CCUS) – это комбинация технологий, включающих, как хранение, так и технологические процессы по использованию CO_2 .

Технологии по сбору CO_2 из атмосферы включают в себя:

- Технологии прямого захвата углерода (DAC) из атмосферы;
- Технологии по биоэнергетическому захвату CO_2 (BECCS) (с использованием флоры).

Если для технологий CCUS используются разнообразные решения в области мембран и сорбентов, то принципиально иными концепциями являются прямой «захват» (direct air capture) CO_2 из атмосферы и биоэнергетика со связыванием и хранением углерода (bioenergy with carbon capture and storage), которая предполагает сжигание биомассы и последующее улавливание CO_2 для хранения. Потенциально в такой цепочке возможно достичь отрицательных эмиссий CO_2 . Технология BECCS является экспериментальной.

Оценки масштабов потребности в CCUS

В ближайшие годы можно ожидать кратного роста CCUS-проектов во всем мире. Эти проекты

упомянуты в \$2-триллионном плане поддержки инфраструктуры президента США Джо Байдена. В специальном отчете администрации президента Байдена, посвященном CCUS проектам, подчеркивается, что число и мощности проектов по улавливанию CO₂ в США должно увеличиться в десятки раз в ближайшую декаду для того, чтобы страна выполнила свои климатические цели [6].

В европейском Зеленом курсе CCUS обозначена как прорывная технология [7] без которой Европа не сможет достичь амбициозных показателей по снижению выбросов CO₂ на 55% относительно 1990 г. к 2030 г.

Министр торговли и промышленности Японии (Meti) в июне 2021 г. объявил о запуске Asia CCUS Network, платформы отраслевых, академических и правительственных структур, нацеленной на продвижение CCUS и улучшение бизнес-среды для разработки CCUS по всей Азии. На данный момент 13 стран, в том числе 10 членов Ассоциации государств Юго-Восточной Азии (АСЕАН), Япония, США и Австралия, заявили о своем намерении

участвовать в инициативе вместе с более чем 100 международными организациями, компаниями, финансовыми и исследовательскими институтами. Япония также предложила 10 млрд долл. государственного финансирования для возобновляемых и низкоуглеродных проектов в странах АСЕАН в рамках Азиатской инициативы по энергетическому переходу, направленной на поддержку разработки и демонстрации экологически чистых энергетических технологий, включая CCUS [8].

Потенциал применения CCUS очень широк, технология может быть интересна как нефтяникам, так и производителям конечной продукции

В целом же по оценкам IEA Greenhouse gas R&D Programme [9] потенциал применения CCUS очень широк, технология может быть интересна как нефтяникам, так и производителям конечной продукции (Таблица 1).

Таблица 1 - Потенциальная ценность CCUS для инвесторов и лиц, принимающих решения

Сектор	Интерес для инвестора в технологии CCUS
Хранение CO ₂	Добыча нефти за счет CO ₂ -МУН Геологическое хранение как услуга
Угольная генерация	Низкая стоимость угля и низкие выбросы CO ₂ Надежность ископаемого топлива как источника энергии Долгий срок жизни станции
Газовая генерация	Замена угольных станций
Производство стали	Премиальные рынки для низкоуглеродных продуктов Участие в низкоуглеродных схемах поставки
Производство цемента	
Производство нефтехимии	
Водород	Возможность декарбонизации многих отраслей с помощью водорода Голубой водород дешевле, чем водород, полученный с помощью электролиза Замещение природного газа Увеличение срока использования газовой инфраструктуры
Биоэнергетика	Продажа офсетов
Прямой захват из воздуха	
Продукты из CO ₂	Премиальные рынки для низкоуглеродных продуктов

Источник: IEAGHG, 'Proceedings: CCUS Cost Network, 2017 Workshop', 2019/06, July 2019

Оценки МЭА

В «Сценарии устойчивого развития», подготовленном МЭА в 2021 г. для G20, на CCUS будет приходиться 15% совокупного сокращения

выбросов. Вклад CCUS со временем будет расти по мере совершенствования технологии, снижения затрат и исчерпания более дешевых вариантов борьбы с выбросами в некоторых секторах. По сценарию МЭА к 2070 г. в энергетическом секторе

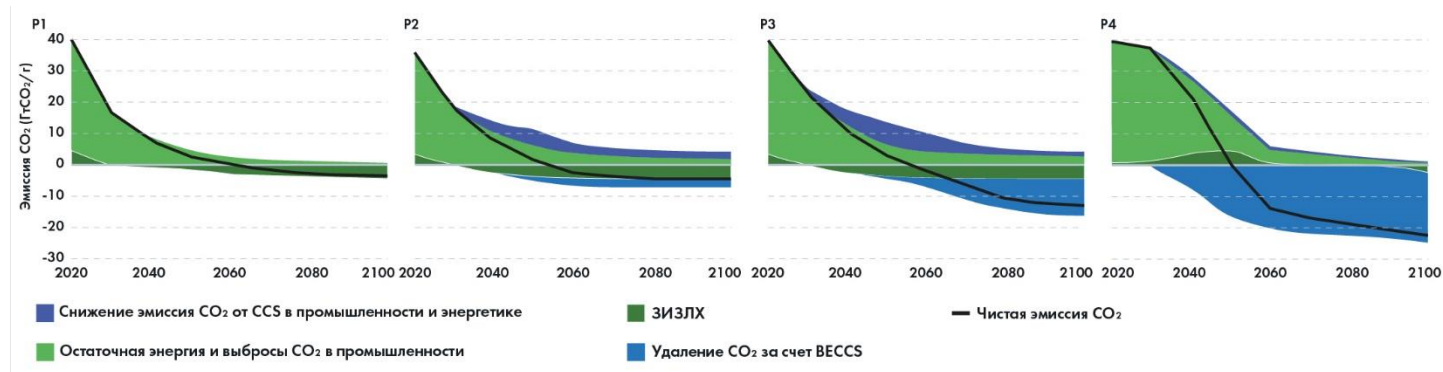
будет улавливаться 10,4 Гт CO₂ (около 40% уловленного CO₂, почти половина которого связана с биоэнергетикой), около четверти CO₂ приходится на тяжелую промышленность, и еще 30% - на производство водорода, аммиака и биотоплива. Еще 7% придется на прямой захват углерода из атмосферы (DAC) [2].

По оценкам МЭА, для выполнения целей Парижского соглашения, которые являются главной целью «Сценария устойчивого развития» (удержание роста глобальной температуры в пределах 1,8°C и снижение выбросов CO₂ до менее 10 млрд т в 2050 г. текущих 33 млрд т в год), предусматривается создание мощностей CCUS в промышленности и электроэнергетике, способных уловить 760 млн т в год к 2030 г. и 2,35 Гт в год к 2040 г.

Оценки МГЭИК

Три из четырех сценариев удержания роста глобальной температуры в пределах 1,5°C, представленных в пятом специальном отчете Межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК), в период до 2100 г. предусматривают совокупное улавливание CO₂ в объеме от 348 до 1218 млн т (в зависимости от сценария) с помощью мощностей CCUS. Из этих объемов от 43 до 98% (в зависимости от сценария) будет приходиться на проекты в области биоэнергетики со связыванием и хранением углерода (BECCS) [10]. К 2050 г. мощности по улавливанию и хранению CO₂, по оценкам МГЭИК, должны достичь 10-15 Гт (Рисунок 1).

Рисунок 1 – Сценарии МГЭИК удержания роста глобальной температуры в пределах 1,5°C



Источник: GCCSI, Global Status Of CCS 2020

Оценки ВР

В течение следующих 30-50 лет будет необходимо создать новую масштабную индустрию по улавливанию, транспортировке, полезному использованию и хранению углерода, и ее объем минимально оценивается в среднем в 4-5 Гт к 2050 г.

В своем Energy Outlook 2020 компания ВР оценивает потребность в CCUS в 2050 г. в зависимости от сценария в диапазоне от почти 4 Гт CO₂ до 5,5 Гт в год. Порядка половины мощностей CCUS в обоих сценариях будет приходиться на электрогенерацию [11].

Оценок потребностей в CCUS в мире не так много, и они отличаются друг от друга (Таблица 2). Тем не менее, эти прогнозы показывают, что в течение следующих 30-50 лет будет необходимо создать новую масштабную индустрию по улавливанию, транспортировке, полезному использованию и хранению углерода, и ее объем минимально оценивается в среднем в 4-5 Гт к 2050 г. [11].

Таблица 2 - Оценки потребности в технологиях CCUS в мире, Гт

Организация/компания	Год	Потребности в CCUS
МЭА	2070	5,6
МГЭИК	2050	5,1-15
ВР	2050	4-5,5

Источник: МЭА, ВР, МГЭИК

Практическая значимость проблематики для России

Новый этап развития глобальных рынков нефти и газа характеризуется декарбонизацией и переходом от пика предложения к ожиданию пика спроса.

Энергетический переход происходит не только в секторе электрогенерации, но и в таких секторах, как транспорт, промышленность, теплоснабжение. При этом декарбонизация может представлять для российских производителей не только вызовы, но и создавать новые возможности, в случае если российские экспортеры смогут «озеленить» свою продукцию, в том числе, и с использованием технологий CCUS.

Очевидно, что дискуссия о необходимости декарбонизации российского ТЭК началась. Рамочные законодательные нормы РФ уже начали обретать черты, но их необходимо развивать и наполнять конкретикой в подзаконных актах, в частности - в отношении CCUS.

Со стороны бизнеса мы видим заявления о наличии планов по использованию CCUS у «Новатэка», «Газпрома», «Газпром Нефти», «НМЛК», «Роснефти» и «Татнефти» (более подробно в разделе «Планируемые проекты в России»).

Декарбонизация может представлять для российских производителей не только вызовы, но и создавать новые возможности, в случае если российские экспортеры смогут «озеленить» свою продукцию, в том числе, и с использованием технологий CCUS

Для того, чтобы эти планы стали реальностью, на горизонте 5-10 лет необходим переход от концепций и лабораторных проектов к реальным коммерческим «пилотам», привлекать для этого международный опыт. Сам факт начала широкомасштабной государственной дискуссии о декарбонизации ТЭК уже очень важен, но надо понимать, что Европа, США пока находятся значительно впереди в области реализации проектов CCUS.

Возможности для развития нового бизнеса на базе существующих компетенций нефтегазовой индустрии

По своим масштабам сфера CCUS для глобального нефтегазового бизнеса может быть сравнима с переходом к низкоуглеродным источникам энергии в таких традиционных регионах нефтегазодобычи, как, например, Северное море. Так, по оценкам Carbon Capture & Storage Association [12], реализация сценария с улавливанием 22 млн т CO₂ в Великобритании к 2030 г. способна создать 10 тыс. новых рабочих мест в области CCUS к середине 2020-х гг.

Основные компетенции нефтегазового бизнеса в области проектов CCUS, безусловно, относятся в большей степени к сферам транспортировки и хранения CO₂.

С точки зрения поставщиков технологий непосредственно по улавливанию CO₂, в основном, в этом секторе представлены крупные многоотраслевые корпорации, как, например, General Electric, Mitsubishi, а также ведущие нефтесервисные компании и поставщики технологий для производства СПГ, как Linde, Air Liquide, Air Products и др. Из крупных вертикально-интегрированных компаний разработкой собственных CCUS-технологий занимаются такие компании, как Shell, ExxonMobil, Total и ряд других.

В целом, согласно проведенным авторами интервью с топ-менеджментом российских и международных нефтегазовых и нефтесервисных компаний, с точки зрения подготовки кадров и локализации значительной части оборудования для улавливания CO₂, у России не должно возникнуть особых проблем. Например, принципиальной проблемы локализовать технологию аминовой очистки нет, отличие будет лишь в качестве очистки, какой процент CO₂ из полного объема CO₂ в смеси дымовых газов улавливается при однократной прокачке через ректификационную колонну.

В качестве последних примеров проектов по улавливанию CO₂ в России можно отметить строительство комплекса «Аммиак-карбамид-меламин» в Губахе (Пермский край), в рамках которого компания «Метафракс» возводит установку выделения углекислого газа, которая станет самой большой в России. Лицензиаром технологии улавливания является японская компания Mitsubishi Heavy Industries. В строге

понимании этот проект не направлен напрямую на снижение углеродного следа предприятия, поскольку улавливание CO₂ является компонентом производственной цепочки предприятия. При этом в результате реализации проекта выбросы углекислого газа от производственных мощностей «Метафракса» снизятся более чем вдвое.

По своим масштабам сфера CCUS для глобального нефтегазового бизнеса может быть сравнима с переходом к низкоуглеродным источникам энергии

Обзор истории развития и текущего статуса проектов CCUS

История CCUS проектов началась 40 лет назад в США. Впервые транспортировка CO₂ на расстояние 350 км и последующая закачка в подземный резервуар была осуществлена компанией Chevron в Пермском нефтегазоносном бассейне в 1972 г.

В последние годы запускается всё больше проектов в области улавливания CO₂. По данным Global CCUS Institute, по состоянию на 2022 г. в мире находилось порядка 30 действующих проектов в области улавливания CO₂. По информации Kearney Energy Transition Institute, экспоненциальный рост проектов CCUS мире начался в 2000-е гг. При этом 60% из анонсированных или вступивших в стадию реализации проектов были остановлены (Таблица 3).

США стали пионерами в области внедрения проектов CCUS. По данным Global CCUS Institute, сегодня в США и Канаде сконцентрировано 70% от общего числа проектов CCUS в мире, а их мощность составляет 50% от глобальной. В США находятся два крупнейших в мире проекта по улавливанию CO₂ – завод ExxonMobil по газопереработке Shute Creek (мощность 7 млн т/г) и газоперерабатывающий завод Century Plant компании Occidental Petroleum (мощность 5 млн т/г). Полученный CO₂ с обоих заводов затем используется для повышения нефтеотдачи пластов на нефтяных месторождениях США.

Таблица 3 - Мощности по улавливанию и число CCUS-проектов в разных странах мира

	Мощности по улавливанию (млн т/г)	Число проектов
США	22,7	17
Австралия	4	1
Канада	3,1	5
Бразилия	7	1
Китай	1,7	3
Норвегия	1,7	2
Саудовская Аравия	0,8	1
ОАЭ	0,8	1
Катар	2,2	1
Швеция	0,5	1
Остальные страны	0,16	2

Источник: GCCUSI 2022

По данным Global CCUS Institute [13], к 2020 г. В мире реализовано только 5 промышленных проектов по геологическому хранению углекислого газа с суммарной мощностью ~ 8 млн. т/год. В рамках всех проектов в качестве хранилищ CO₂ используются минерализованные водоносные пласты на глубинах 0,8 - 2,7 км (Таблица 4).

История становления проектов CCUS в Европе началась в 1996 г. с проекта компании Statoil (сегодня Equinor) по захвату и хранению CO₂ на месторождении Sleipner в Северном море. Ставшее в своё время житницей европейской нефтегазовой промышленности, Северное море сегодня является также вторым в мире крупнейшим регионом по объемам хранения CO₂.

Норвежское хранилище CO₂ Sleipner стало первым в мире специализированным хранилищем для CO₂. «Захваченный» CO₂ закачивается в оффшорный резервуар. В год закачивается порядка 0,85 млн т CO₂, всего с момента начала эксплуатации – порядка 17 млн т CO₂.

Вторым норвежским оффшорным проектом по хранению CO₂ стал проект на заводе СПГ в Хаммерфесте. Захваченный CO₂ транспортируется по трубопроводу обратно на месторождение Snøhvit, где закачивается в резервуар. Ежегодно на заводе улавливается 0,7 млн т CO₂. С 2008 г. на месторождении отправлено на хранение более 4 млн т CO₂.

Таблица 4 - Действующие проекты по геологическому хранению CO₂, 2020 г.

ПРОЕКТ ОПЕРАТОР	СТРАНА ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ	ИСТОЧНИК CO ₂ ХРАНЕНИЕ, МЛН. Т/ГОД	ТИП ХРАНИЛИЩА ГЛУБИНА, М
Sleipner Equinor (Statoil)	Норвегия 1996	Газопереработка 1,0	Водоносный горизонт 800 - 1100
Snohvit Equinor (Statoil)	Норвегия 2008	Газопереработка, СПГ 0,7	Водоносный горизонт 2 600 – 2 700
QUEST Shell	Канада 2015	Нефтепереработка 1,2	Водоносный горизонт 2 000
Illinois Industrial Archer Daniels	США 2017	Производство этанола 1,0	Водоносный горизонт 2 100
Gorgon Chevron	Австралия 2019	Газопереработка, СПГ 4,0	Водоносный горизонт 2 500

Источник: Global CCUS Institute, The Global Status of CCUS Report, 2020

Northern Lights – первый в мире трансграничный проект CCUS с доступом третьих сторон. Ключевую роль в его реализации играет поддержка правительства Норвегии. Проект на три четверти профинансирован норвежскими фондами, оставшаяся четверть – инвестиции компаний. ОИР (Окончательное инвестиционное решение) принято 14 декабря 2020 г. Ввод в эксплуатацию первой фазы запланирован на 1 кв. 2024 г. Первая фаза – 1,5 млн т CO₂.

Нидерланды также планируют активно развивать свою отрасль CCUS. В стране реализован демонстрационный проект K-12B (мощность 0,02 млн т CO₂ в год), а также на разных стадиях находятся проекты Porthos, Athos, Aramis и H2M. Страна планирует довести свои мощности по улавливанию и хранению CO₂ до 19 млн т/г к 2030 г. и до 27 млн т/г к 2050 г.

В Азиатско-Тихоокеанском регионе странами лидерами в области CCUS-проектов являются Австралия, Китай и Япония. В 2019 г. был запущен проект улавливания CO₂ на заводе СПГ Gorgon, расположенном на острове Барроу в 50 км к северо-западу от штата Западная Австралия. Двуокись углерода, получаемая в ходе подготовки газа для сжижения, улавливается и затем закачивается в формации песчаников. Этот проект должен стать одним из крупнейших в мире – на «полке» объемы улавливания и хранения CO₂ составят 4 млн т/г.

История CCUS в Китае началась в 2003 г. В стране реализуется целый ряд CCUS проектов в таких сферах, как производство метанола, переработка природного газа, электроэнергетика и др. Из

коммерческих проектов выделяются проект улавливания CO₂ для последующего использования для увеличения нефтеотдачи пласта на нефтяном месторождении в провинции Цилинь, а также улавливание CO₂ на метанольном заводе в г. Карамай для последующего увеличения нефтеотдачи пластов на месторождениях Синьцзяно-Уйгурского автономного района. В июле 2021 г. вторая крупнейшая в Китае нефтегазовая компания Sinopec запустила реализацию самого крупного в стране проекта по улавливанию CO₂ – двуокись углерода будет улавливаться на НПЗ и поставляться для МУН на второе крупнейшее в Китае нефтяное месторождение Шэнли [14]. Проектная мощность этого проекта составит 1 млн т/г.

Реализуются и новые проекты в области улавливания CO₂ на электростанциях с использованием наиболее современных технологий. Так, в Японии с 2017 г. реализуется пилотный проект Osaki CoolGen, в рамках которого на угольной электростанции производится сжигания угля в кислородной среде с последующим улавливанием CO₂. Завод достиг 40%-ного коэффициента эффективности использования установленной мощности, планируемый целевой показатель по улавливанию CO₂ составляет 90%.

Чрезвычайно сложной для декарбонизации является сталелитейная промышленность. Но и здесь появляются новые демонстрационные и коммерческие проекты. В Абу-Даби (ОАЭ) с 2016 г. действует коммерческий проект по захвату CO₂ на сталелитейном заводе в промышленном районе Мусаффа мощностью 0,8 млн т CO₂ в год. После улавливания CO₂ транспортируется на объекты

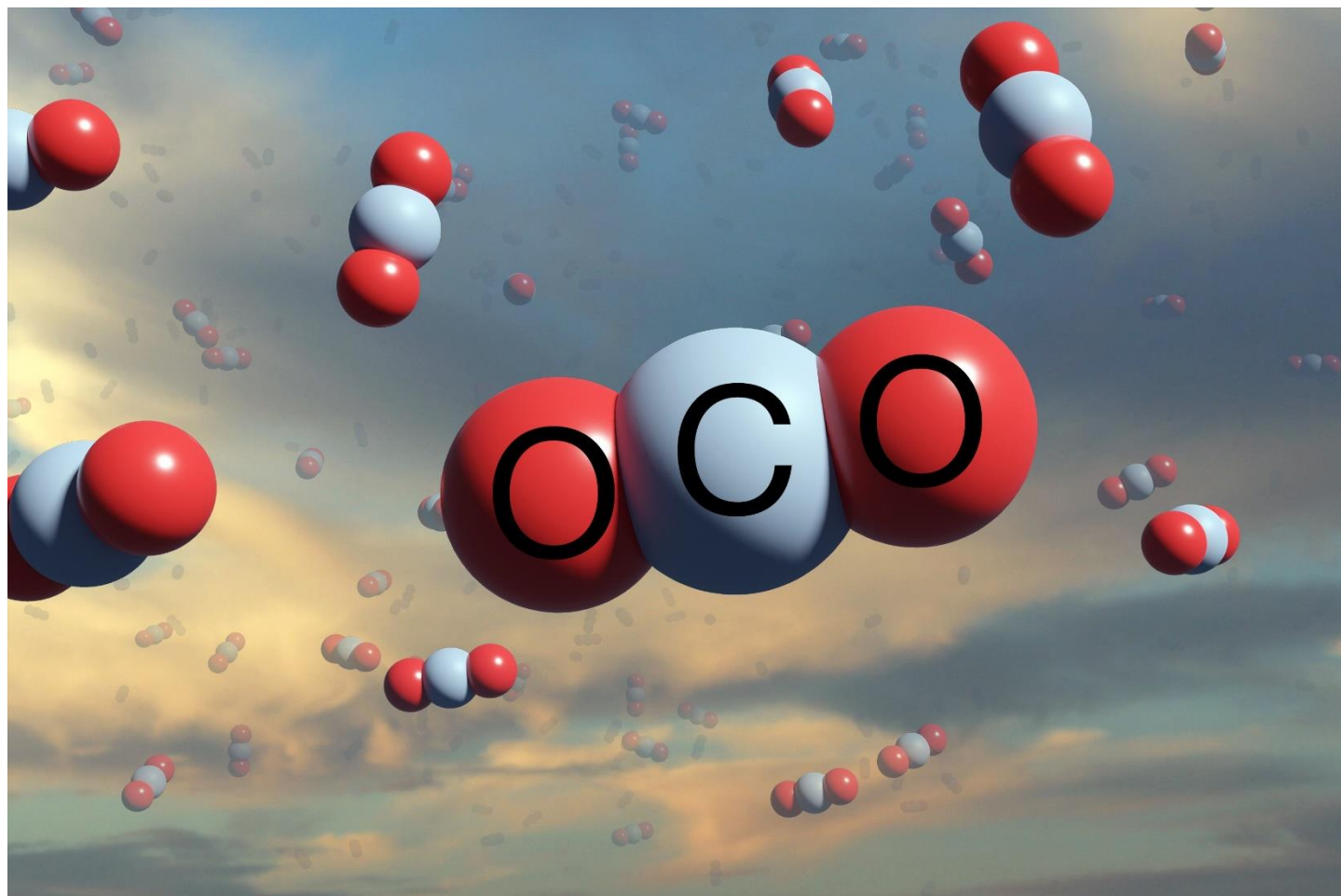
национальной нефтяной компании ADNOC для последующего использования в целях повышения нефтеотдачи пластов. Также существуют демонстрационные проекты по улавливанию CO₂ в сталелитейной промышленности в Японии (Course 50) и Швеции (Stepwise).

Цементная промышленность является ещё одним «крепким орешком» на карте декарбонизации. Но и в ней есть значительный потенциал для улавливания CO₂. На о. Тайвань с 2013 г. работает демонстрационная установка по улавливанию CO₂ на цементном заводе – это одна из наиболее мощных установок в этой области сегодня – её мощность составляет 1 т CO₂ в час. Ещё целый ряд проектов находится на стадии разработки и строительства.

Появляются и новые проекты в области прямого захвата CO₂ из атмосферы. То, что ещё вчера казалось фантастикой, сегодня оказывается реальностью, пусть пока и в демонстрационном масштабе. Пионером в этой области стала компания Climeworks со своим демонстрационным проектом в Швейцарии, способном улавливать 900 т CO₂ в год. Также свои демонстрационные

проекты схожей мощности реализовали компании Global Thermostat и Carbon Engineering. Дочерняя компания американской нефтегазовой корпорации Occidental Petroleum – Oxy Low Carbon Ventures планирует построить установку по захвату CO₂ из атмосферы мощностью 1 млн т/г – это уже не демонстрационные, а промышленные объёмы улавливания. Несмотря на то, что CCUS являются одной и наиболее перспективных технологий, которая может способствовать выполнению целей Парижского соглашения, количество действующих проектов в данной области невелико.

Несмотря на то, что CCUS являются одной и наиболее перспективных технологий, которая может способствовать выполнению целей Парижского соглашения, количество действующих проектов в данной области невелико



ТЕХНОЛОГИИ

Технологическая цепочка CCUS

CCUS может сыграть значительную роль в смягчении последствий изменения климата. Технология включает улавливание углекислого газа из стационарных источников, которые представляют собой единый локализованный источник выбросов, например, электростанции, работающие на ископаемом топливе, нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ), промышленные производственные предприятия и предприятия тяжелой промышленности (металлургия и цемент), а также мобильные источники, такие как автомобили, корабли, самолеты и т. д. Уловленный CO₂ сжимается и транспортируется для хранения в геологических формациях или для прямого и косвенного использования. Прямое использование не предполагает преобразование CO₂, например, повышение нефтеотдачи, продукты питания и напитки, теплоносители и т. д. Косвенное использование подразумевает что уловленный CO₂ поступает на производство и используется в качестве сырья для химикатов, топлива и

строительных материалов, что позволяет более эффективно решать проблему выбросов углерода за счет переработки CO₂ в продукты с добавленной стоимостью, такие как полимеры, мономеры, синтетическое топливо и т. д.

Успешность улавливания, транспортировки и полезного использования или хранения CO₂ в качестве стратегии митигации последствий изменения климата зависит от доступности технологий на каждом этапе процесса, а также от развития и расширения сетей транспортировки и хранения CO₂. Для расширения масштабов CCUS все этапы производственно-сбытовой цепочки должны быть технологически подготовлены и разрабатываться в комплексе.

Технологии CCUS находятся на разном уровне технологической зрелости (technology readiness level, TRL). Некоторые технологии улавливания, транспортировки, использования и хранения CO₂ уже широко применяются, но другие технологии, в том числе те, которые обещают более высокую производительность и более низкие удельные затраты, требуют дальнейшего развития.

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). Первоначально разработанная NASA в 1970-х гг. и используемая во многих правительственных агентствах США с 1990-х гг., TRL дает представление об уровне зрелости технологии в заданном масштабе. Министерство обороны США использует шкалу TRL с начала 2000-х гг. для закупок, в то время как Европейское космическое агентство приняло ее в 2008 г.

В 2014 г. шкала TRL была впервые применена за пределами аэрокосмической промышленности для оценки проектов, финансируемых ЕС в рамках программы Horizon 2020. В настоящее время она широко используется исследовательскими учреждениями и разработчиками технологий по всему миру для определения приоритетов исследований и разработки программ поддержки инноваций.

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 итоге 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 МЭА 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 (Рисунок 2):

«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 является 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 оффшорные 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 с хотя бы с одной конструкцией TRL 5. Примерами могут служить суда, работающие на аммиаке, производство стали на основе электролитического водорода и прямое улавливание CO_2 из атмосферы.

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

Рисунок 2 - Шкала уровня технологической готовности, применяемая МЭА

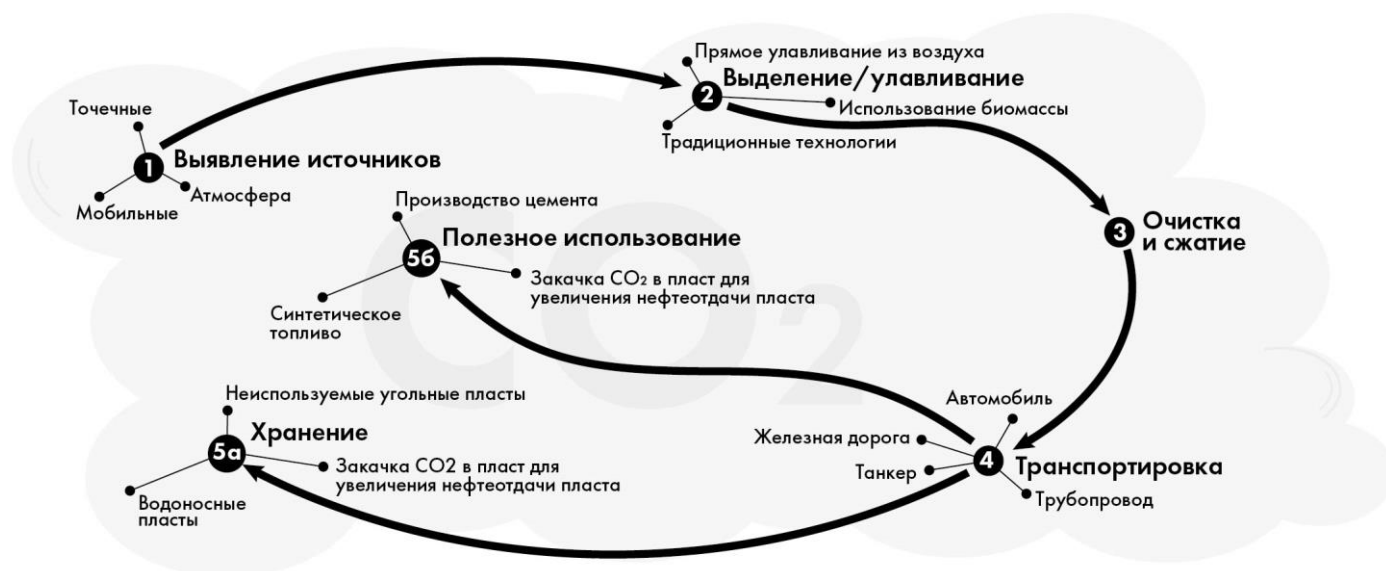
Категория	TRL	Детализация уровня
Концепт	1. Фундаментальная концепция	Были определены базовые принципы

	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
	5. Большой прототип	Компоненты проверены в условиях развертывания
Большой прототип	6. Полный прототип в масштабе	Опытный образец проверен в масштабе в условиях развертывания
	7. Докоммерческая демонстрация	Решения работают в макете системы
Демонстрация	8. Первый коммерческий образец	Коммерческая демонстрация, полномасштабный проект в финализированной форме
	9. Работа в коммерческих условиях в системе	Решение коммерчески доступно, требует постепенной модификации, чтобы быть конкурентоспособным
Раннее внедрение	10. Масштабная интеграция в систему	Решение коммерчески привлекательно и конкурентоспособно, но требует дальнейших усилий по интеграции в систему
	11. Стабильная технология	Предсказуемый рост
Зрелость		

Источник: IEA, Energy Technology Perspectives 2020

Технологическая цепочка CCUS состоит из пяти основных компонентов: выявления источника CO₂, выделения (улавливания) CO₂, очистки и сжатия CO₂, транспортировки и хранения или использования CO₂ [15] (Рисунок 3).

Рисунок 3 - Технологическая цепочка CCUS, CCU и CCUS



Источник: UNECE, Carbon Capture, Use And Storage (CCUS)

Также к «технологиям» улавливания CO₂ можно отнести природные поглотители CO₂ (леса, почвы, океаны) и усиленные природные процессы, такие как усиленное выветривание и биоуголь.

Источники CO₂

Прежде чем уловить и отправить на хранение / полезное использование CO₂ необходимо выбрать

подходящий источник CO₂. Привлекательность конкретного источника CO₂ для дальнейшего улавливания и хранения или полезного использования зависит от объема, концентрации и парциального давления CO₂, характеристик интегрированной системы и его близости к подходящему резервуару для хранения.

Пока не существует согласованной на национальном или международном уровне классификации источников. The Centre for Low Carbon Futures классифицировал источники CO₂ по четырем категориям в зависимости от влияния концентрации CO₂ на потребности в энергии и соответствующих затрат на выделение CO₂ из газового потока [16]:

- Высокая концентрация > 90%;
- Концентрация выше среднего: 50–90%;
- Средняя концентрация: 20–50%;
- Низкая концентрация < 20%.

Выбросы CO₂ возникают из ряда источников, в основном от сжигания ископаемого топлива в электроэнергетике, промышленном, жилом и транспортном секторах, высока доля эмиссии в нефтегазовой отрасли, в особенности при очистке метана от CO₂ и производстве водорода на НПЗ. В энергетическом и промышленном секторах (сталелитейной и цементной промышленности) многие источники имеют большие объемы выбросов, что позволяет применять к ним технологию улавливания CO₂.

Большое количество мелких точечных источников, как в случае транспорта и мобильных источников, характерно для других секторов, что делает их пока не пригодными для захвата CO₂. Также CO₂ можно захватывать непосредственно из атмосферы.

В настоящее время в основном в качестве источников CO₂ рассматриваются крупные стационарные источники. Такими считаются источники с выбросом более 0,1 млн т CO₂ в год. Этот порог был выбран потому, что на источники с выбросами менее 0,1 млн т CO₂ / год в совокупности приходится менее 1% выбросов от всех рассматриваемых стационарных источников. Однако этот порог не исключает улавливание выбросов из более мелких источников CO₂, хотя это более затратно и технически сложно.

По оценкам МГЭИК, в мире таких источников выбросов CO₂ насчитывается почти 8000 единиц, их общая эмиссия оценивается в 13,5 Гт CO₂ в год (Таблица 5). [17]

Таблица 5 - Крупные стационарные источники CO₂ (больше 1 млн т CO₂ в год) по виду деятельности

Процесс	Количество источников	Эмиссия (млн т CO ₂ /год)
Ископаемые топлива		
Электроэнергетика	4 942	10 539
Цемент	1 175	932

НПЗ	638	798
Сталь и железо	269	646
Нефтехимия	470	379
Очистка нефти и газа	n/a	50
Прочие	90	33
Биомасса		
Биоэтанол и биоэнергия	303	91
ИТОГО	7 887	13 466

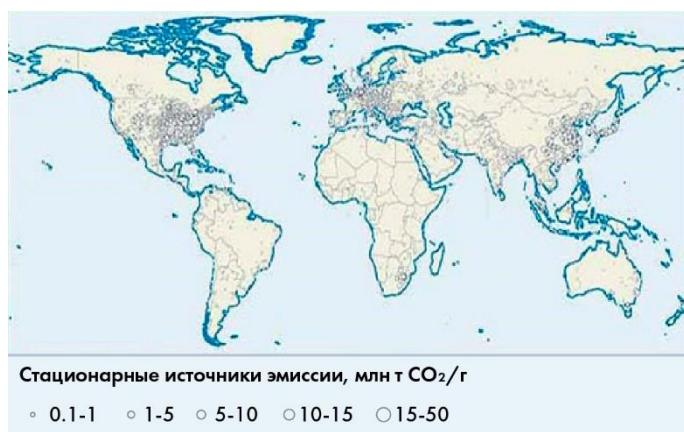
Источник: IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage

Согласно докладу МГЭИК [17], большинство источников выбросов имеют концентрации CO₂ ниже 15%. Однако небольшая часть (менее 2%) источников имеет концентрации CO₂, превышающие 95%, что делает их наиболее подходящими для улавливания CO₂. Источники с высоким содержанием CO₂ обеспечивают низкие затраты на улавливание по сравнению с источниками с низким содержанием CO₂, поскольку в случае высокой концентрации CO₂ технологический процесс требует только обезвоживания и сжатия.

Источники CO₂ распределены по всему миру неравномерно, можно выделить четыре основных кластера (Рисунок 4): в Северной Америке (Средний Запад и восточное побережье США), Северо-Западной Европе, Юго-Восточной Азии (восточное побережье) и Южной Азии.

Можно выделить четыре основных кластера выбросов: в Северной Америке (Средний Запад и восточное побережье США), Северо-Западной Европе, Юго-Восточной Азии (восточное побережье) и Южной Азии.

Рисунок 4- Стационарные источники CO₂ в мире



Источник: IEA GHG 2002

Традиционные технологии улавливания CO₂

В процессе улавливания углекислый газ отделяется от потока газа с использованием различных технологий (химические растворители, мембраны и т. д.) в зависимости от типа потока газа. Он также может отделяться от других газов или воздуха (прямое улавливание из воздуха). Следует отметить, что источники CO₂ имеют отличительные характеристики в зависимости от концентрации газа в выходном потоке их можно разделить на следующие категории:

- 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%) [18].

Есть целый ряд технологий, которые используются для улавливания CO₂ [19]: использование абсорбентов (растворителей), адсорбентов (твердых сорбентов), мембраны [20], чистый кислород.

Есть целый ряд технологий, которые используются для улавливания CO₂: использование абсорбентов (растворителей), адсорбентов (твердых сорбентов), мембраны, чистый кислород

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 [21] в Канаде и Petra Nova [22] в США), преобразовании топлива (например, Quest [23] в Канаде) и промышленном производстве (например, проект Al Reyadah [24] CCUS и проект COURSE50 [25] в Японии по производству стали, завод по производству удобрений Enid [26] в США и демонстрационный проект CO₂-EOR в Османии в Саудовской Аравии [27]).

Основными плюсами данной технологии является скорость реакции, гибкость и высокая мощность. При этом при использовании данной технологии оборудование подвергается высокой коррозии, данный процесс также требует высоких затрат энергии. Метод подходит для улавливания дымовых газов после сжигания (см. ниже).

Физическое разделение CO₂ основано на многих физико-химических процессах: адсорбции, абсорбции², криогенном разделении, дегидратации и сжатию. 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 таких крупных заводов (TRL 9-11) в США. Примерами являются завод Century [28] в Техасе, завод по производству синтоплива в Great Plains [29] в Северной Дакоте и завод по переработке природного газа Terrell [30] в Техасе, VSA [31] – производственный объект в Техасе, завод Shute Creek [32] в Вайоминге, завод по производству биотоплива в Иллинойсе, завод по газификации в Коффовилле.

² **Адсорбция** — это процесс, происходящий на границе раздела фаз. Он затрагивает только поверхностные слои, взаимодействующих фаз, и не распространяется на глубинные слои этих фаз.

Адсорбцией называют явление накопления одного вещества на поверхности другого. В общем случае, адсорбцией

называют изменение концентрации вещества на границе раздела фаз. Абсорбция, в отличие от адсорбции, это процесс, захватывающий не только поверхность раздела фаз, но распространяющийся на весь объем сорбента. Примером процесса абсорбции является растворение газов в жидкости

Кислородное сжигание: первичное топливо сжигается в кислороде вместо воздуха, в результате чего образуется дымовой газ, содержащий в основном водяной пар и высокую концентрацию CO_2 (до 80%). 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 [33]. 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 [34] в Австралии и проект Compostilla [35] в Испании) и в производстве цемента (завод Colleferro [36] компании HeidelbergCement в Италии, завод LafargeHolcim [37] в г. Рецней в Австрии и объект Cement Innovation for Climate [38] 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 [39] 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 [40] и производстве цемента (CLEANKER [41]) в пилотных и предкоммерческих масштабах.

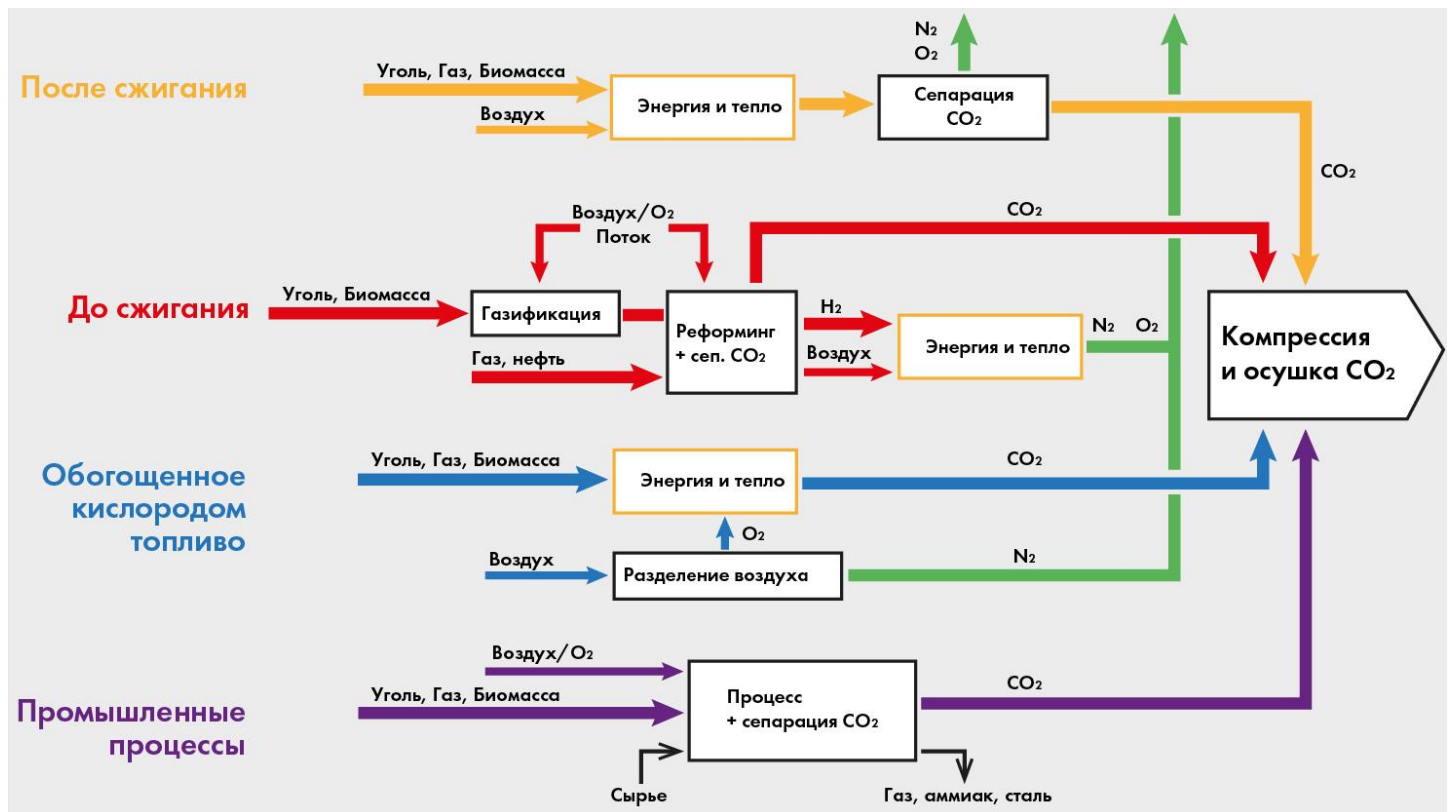
Химический цикл — это двухреакторная технология. В первом реакторе маленькие частицы металла (например, железа или марганца) используются для связывания кислорода из воздуха с образованием оксида металла, который затем транспортируется во второй реактор, где он вступает в реакцию с топливом, производя 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 [42]), разработанный Calix на бельгийском заводе HeidelbergCement в Ликше, является одним из примеров практического применения этой технологии.

Сверхкритический CO_2 . Сверхкритические турбины на CO_2 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 г., 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 г.

Большая часть исследований и разработок была направлена на повышение эффективности технологий, используемых для отделения CO_2 от других соединений, обычно выделяемых в ходе промышленного процесса. Процессы улавливания можно разделить на четыре категории, при этом пригодность каждого зависит от промышленного процесса или типа рассматриваемой электростанции (Рисунок 5):

Рисунок 5 - Технологии улавливания CO₂



Источник: Специальный доклад МГЭИК Улавливание и хранение двуокси углерода Резюме для лиц, определяющих политику Доклад рабочей группы III МГЭИК и Техническое резюме Доклад, принятый рабочей группой III МГЭИК, но утвержденный в общем виде Редакторы: Берт Метц, Огунладе Дэвидсон Хелен де Конинк, Мануэла Лоос, Лео Мейер, 2005

- После сжигания (Post-combustion): CO₂ удаляется из дымовых газов в результате сгорания ископаемого топлива. Использует следующие технологии: химическую или физическую адсорбцию, абсорбцию [43, 44]. Данный метод экономически целесообразен на электростанциях [45];
- Перед сжиганием (pre-combustion): основное топливо в процессе реагирует с паром и воздухом или кислородом и превращается в смесь монооксида углерода и водорода, часто называемую «синтез-газом». Затем окись углерода преобразуется в CO₂ в «реакторе сдвига» (shift reactor). Затем CO₂ можно отделить, а водород использовать для выработки энергии и / или тепла [45]. 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. [43].

Технологии предварительного сжигания основываются на растворителях, твердых сорбентах и мембранных системах [46];

- Кислородное сжигание. Кислородное сжигание технически не является технологией улавливания углерода, это скорее процесс, при котором сжигание угля происходит в среде, обогащенной кислородом, и, следовательно, образуются дымовые газы, состоящие в основном из CO₂ (~ 89% по объему) и воды [47].

В технологии кислородного сжигания чистый кислород используется в качестве окислителя вместо воздуха, что устраняет огромное количество N₂ в потоке дымовых газов. Высокие капитальные затраты, высокое потребление энергии и эксплуатационные проблемы отделения кислорода являются основной проблемой для конкурентоспособных по стоимости систем кислородного сжигания. Однако эти проблемы можно решить, снизив стоимость кислорода, подаваемого в систему, и повысив общую эффективность системы;

- Промышленная сепарация. Технологический процесс в ходе которого отделяется CO₂, например, переработка природного газа, производство аммиака [17].

Отдельно стоит отметить технологию прямого улавливания CO₂ из воздуха (DAC). Это технология, в которой CO₂ удаляется непосредственно из атмосферы. В нынешней технологии используются большие вентиляторы, которые пропускают окружающий воздух через фильтр с использованием химического адсорбента для получения потока чистого CO₂ [48].

При выборе технологии улавливания главными критериями являются концентрация CO₂ в потоке

газов и парциальное давление. Однако на сегодняшний день нет четких критериев выбора технологии, компании изучают разные технологии для одних и тех же областей применения и определяют, какая из них лучше всего подходит для конкретных условий. Тем не менее, можно выделить ключевые технологические характеристики методов улавливания CO₂ (Таблица 6).

При выборе технологии улавливания главными критериями являются концентрация CO₂ в потоке газов и парциальное давление

Таблица 6 - Достоинства и недостатки современных технологий улавливания CO₂

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

Источник: Concaawe, Technology Scouting - Carbon Capture: From Today's to Novel Technologies, 2020

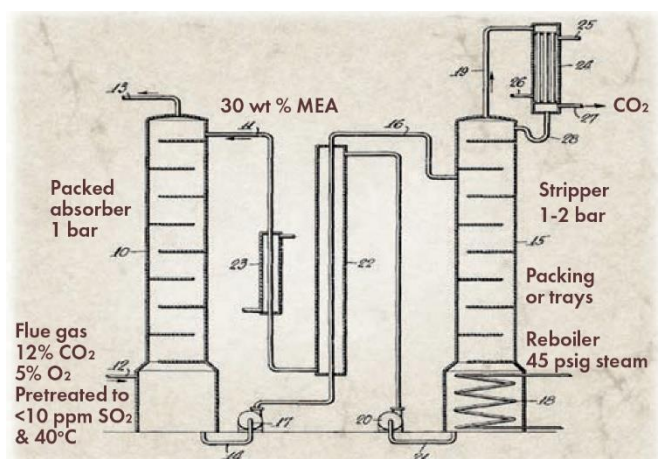
Обзор некоторых технологий улавливания CO₂

В данном разделе будут рассмотрены наиболее перспективные технологии улавливания CO₂. Отметим, что данный список не исчерпывающий.

Технологии, основанные на растворителях

Удаление примесей кислых газов, таких как двуокись углерода (CO₂), сероводород (H₂S) и серокарбонилсульфид (COS) из промышленных газов, является важным этапом обработки природного газа, отходящих газов нефтепереработки и синтез-газа для производства аммиака. Удаление кислых газов из газовых потоков, обычно называемое очисткой кислых газов, а также обессериванием газа, оно представляет собой технологию, которая уже много лет используется на установках по переработке природного газа, нефтеперерабатывающих заводах, в нефтехимической промышленности и производстве удобрений. Впервые технология удаления CO₂ с помощью алканоламинов была представлена в 1930 г. [49] (Рисунок 6).

Рисунок 6 - Процесс аминовой очистки, изобретенный Боттомсом в 1930 г.



Источник: R. R. Bottoms (Girdler Corp.), "Separating acid gases," U.S. Patent 1783901, 1930.

ТРАДИЦИОННЫЕ РАСТВОРИТЕЛИ НА ОСНОВЕ АМИНОВ (ХИМИЧЕСКАЯ АБСОРБЦИЯ)

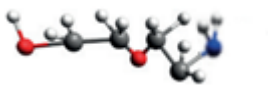
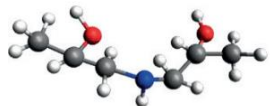
Улавливание углерода на основе растворителей является наиболее коммерчески готовой технологией в энергетическом секторе. Эта технология относится к технологиям химической абсорбции, которая применяется после сжигания дымовых газов. Во всем мире эта технология была развернута для работы с дымовыми газами крупных электростанций и различных углеродоемких производств. Успех технологии обусловлен значительными научно-исследовательскими работами по разработке процессов и многолетним промышленным опытом процессов удаления кислых газов из газовых смесей [50].

Амины характеризуются степенью замещения (до 3 атомов) атома водорода. Если водород замещается алкильной группой³, амин обозначается как **первичный амин** (например, **моноэтаноламин (МЭА)**: HO-CH₂-CH₂-NH₂, **аминоэтоксизетанол / дигликольамин [АЕЕ/ДГА]**: H₂N-CH₂-CH₂-O-CH₂-CH₂-OH). **Вторичные** (например, **диэтаноламин [DEA]**: HO-CH₂-CH₂-NH-CH₂-CH₂-OH) и **третичные амины (метилдиэтаноламин [MDEA]**: CH₃-N-(CH₂-CH₂-OH)₂) имеют две и три группы, замещающие атомы водорода соответственно (Таблица 7). Амины обычно могут быть представлены как R₁R₂R₃N, где R_i (i = 2, 3) представляют собой атомы водорода или органические группы. R₂ и R₃ представлены атомами водорода в первичных аминах. Вторичные амины имеют два органических фрагмента и один атом водорода вокруг атома азота, тогда как третичные амины имеют три органических фрагмента.

Существуют три основных различия в характеристиках первичных и вторичных аминов по сравнению с третичными аминами для процесса выделения CO₂. Первичные и вторичные амины очень активны; они образуют карбамат в результате прямой реакции с CO₂ по цвиттер-ионному механизму.

³ Алкильная группа - одновалентный радикал, имеющий общую формулу C_nH_{2n+1}

Таблица 7 - Наиболее часто используемые амины для обработки кислых газов

Аббревиатура (англ.)	Название	Процесс	Формула	Химическая структура
MEA	Моноэтаноламин	Очистка природного и синтез-газа	$\text{NH}_2\text{-CH}_2\text{-CH}_2\text{ OH}$	
DGA	Дигликольамин	Обработка синтез-газа	$\text{HO-C}_2\text{H}_4\text{-O-C}_2\text{H}_4\text{-NH}_2$	
DEA	Диэтаноламин	Природный газ с высоким содержанием COS и CS ₂	$\text{HN-(C}_2\text{H}_4\text{-OH)}_2$	
DIPA	Диизопропаноламин	ADIP, Sulfinol: обработка газа нефтепереработки	$\text{HN-(CH}_2\text{-CH(OH)-CH}_3)_2$	
MDEA	Метилдиэтаноламин	Растворители URCASOL, промывка газов в установках Клауса	$\text{CH}_3\text{N(C}_2\text{H}_4\text{OH)}_2$	
Серый, атом C;	белый, атом H;	красный, атом O;	темно-синий, атом N.	

Источник: Kohl L, Nielsen RB. Alkanolamines for Hydrogen Sulfide and Carbon Dioxide Removal. Gas Purif. 5th ed. Houston, Texas: Gulf Publication; 1997. 900 p

Эти амины показали ограниченную термодинамическую способность поглощать CO₂ из-за образования стабильных карбаматов в процессе абсорбции. С другой стороны, третичные амины могут образовывать только бикарбонат-ион и протонированный амин при гидратации CO₂, катализируемой основанием, из-за отсутствия у них необходимой связи N—H. Гидратация протекает медленнее, чем прямая реакция образования карбамата, поэтому третичные амины демонстрируют низкую скорость поглощения CO₂ [51].

В целом выделяется несколько проблем, которые необходимо решить с помощью химической абсорбции на основе аминов, чтобы ее можно было применять в промышленных масштабах для снижения выбросов углекислого газа:

- Высокое потребление энергии при регенерации растворителя;
- Коррозия требует использования как ингибиторов, так и стойких материалов при их применении;
- Масштабирование в 10 раз: от фактической (800 т/сутки) до требуемой (8 000 т/сутки) производительности по CO₂;
- Разложение в присутствии O₂, SO_x и других примесей, таких как частицы HCl, HF и Hg [52].

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 [53]. Химические формулы этих процессов выглядят следующим образом:

- абсорбция:
 $(\text{RNH}_2)_2 \text{CO}_3 + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} = 2 (\text{RNH}_2)\text{HCO}_3$
- регенерация сорбента:
 $2(\text{RNH}_2)\text{HCO}_3 = (\text{RNH}_2)_2 \text{CO}_3 + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$

Как показано на рисунке 7 ниже, процесс делится на следующие стадии [54]:

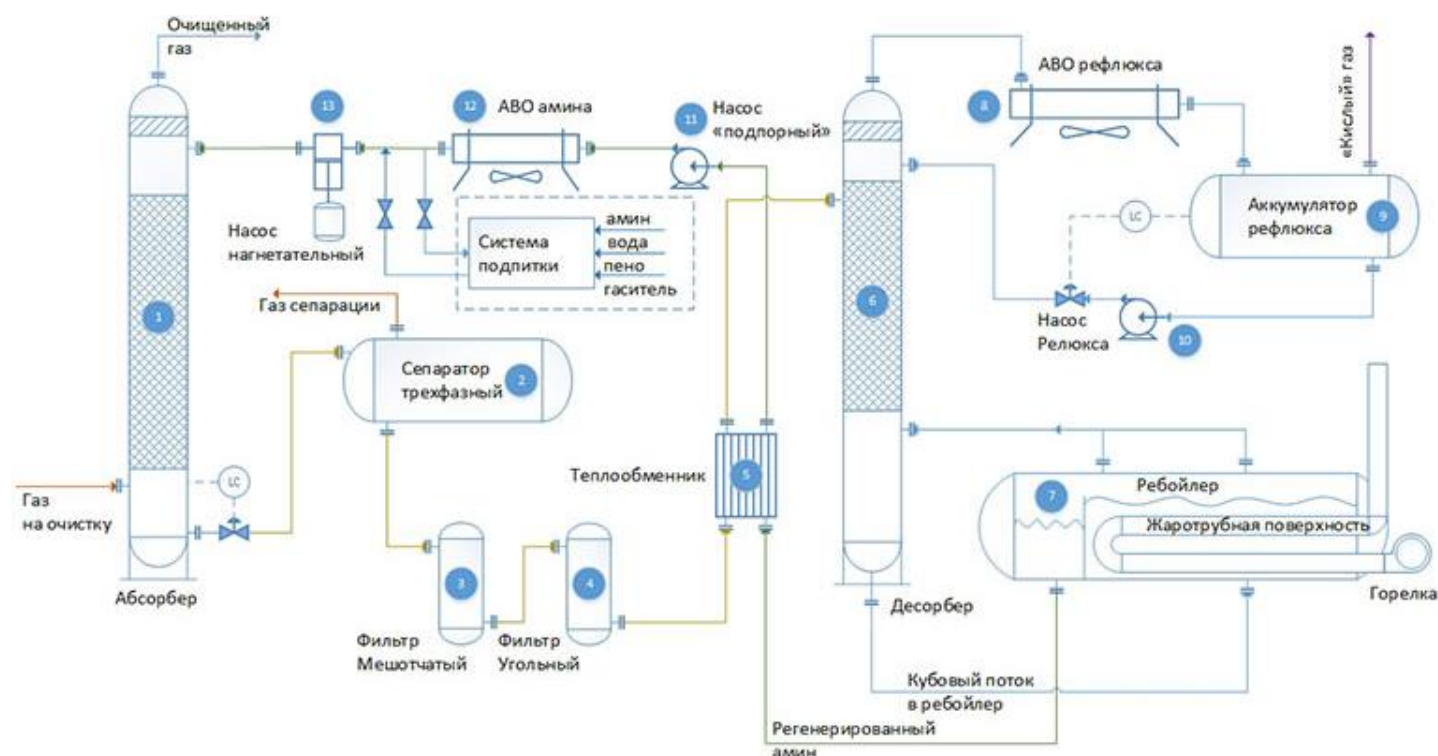
Захват CO₂ амином из дымового газа. Дымовой газ подается в нижнюю часть колонны-абсорбера (1). Далее он поднимается вверх по колонне и контактирует с аминовым раствором. Пройдя контактную часть абсорбера, газ поступает в секцию каплеуловителя. Данная секция

обеспечивает снижение уноса раствора амина с потоком очищенного газа. После очищенный газ отводится за пределы установки. Раствор амина отводится из нижней части колонны. При снижении давления из раствора амина выделяются фракции легкокипящих углеводородов. Разделение образовавшейся смеси происходит в сепараторе (2). Выделившийся в процессе сепарации газ отводится из верхней части аппарата в факельную систему сжигания «кислых» газов или в блок термической деструкции. После сепарации раствор амина отправляется на механическую очистку в мешотчатом (3) и угольном (4) фильтрах. Далее, очищенный от механических примесей раствор насыщенного амина поступает в теплообменник (5), где происходит нагрев за счет теплообмена

с потоком регенерированного амина из ребойлера (7);

Регенерация сорбента. Из теплообменника (5) раствор амина подается в колонну-десорбер (6). Подвод тепла, необходимого для процесса регенерации, происходит в ребойлере (7). Аппарат воздушного охлаждения (АВО) рефлюкса (8) обеспечивает частичную конденсацию паров из колонны-десорбера, формируя тем самым поток рефлюкса. Регенерированный амин отводится из переливной секции ребойлера (7) и подается в теплообменник (5) для нагрева потока насыщенного амина, после чего подпорным насосом подается в секцию АВО амина (12). Охлажденный регенерированный амин подается в колонну-абсорбер нагнетательным насосом (13);

Рисунок 7 - Схема процесса абсорбции для улавливания CO₂



Источник: <https://gazsurf.com/ru/gazoperabotka/oborudovanie/modelnyj-ryad/item/aminovaya-ochistka>

Основными характеристиками растворителя, подходящего для улавливания CO₂ дымовых газов после сжигания являются:

Быстрая реакция с CO₂: Стоимость улавливания CO₂. Она в значительной степени определяется размером абсорбера. CO₂ можно отделить от дымовых газов с помощью абсорбера меньшего объема, если растворитель может поглощать CO₂ с большей скоростью, что снижает затраты на улавливание.

Первичные и вторичные амины обычно имеют более высокие скорости реакции с CO₂ по

сравнению с третичными аминами. Среди различных первичных аминов МЭА имеет самую высокую скорость реакции, поэтому смеси МЭА и других третичных или стерически затрудненных аминов обычно применяются для использования этой особенности при сохранении относительно низкой загрузки ребойлера.

Большая чистая пропускная способность CO₂. Количество растворителя, необходимого для отделения CO₂ от дымовых газов, определяет нагрузку на регенерацию, затраты на вспомогательные установки и потребности в энергии.

Растворители должны иметь высокую чистую способность удерживать CO_2 . Первичные/вторичные (моно)амины со стехиометрией 1:2 имеют более низкую пропускную способность CO_2 по сравнению с третичными аминами, которые связываются с CO_2 в соотношении 1:1. Кроме того, полиамины, такие как пиперазин, имеют более высокую пропускную способность, поскольку они имеют две аминогруппы на молекулу. Третичные амины обладают более высокой емкостью по CO_2 , но кинетика реакции с CO_2 значительно медленнее, чем у первичных и вторичных аминов.

Низкая энтальпия⁴ реакции с CO_2 : поскольку амин химически реагирует с CO_2 , для разрыва связи амин- CO_2 для десорбции CO_2 требуется энергия. Первичные амины и вторичные амины, образующие карбаматы, имеют более высокую энтальпию реакции с CO_2 по сравнению с третичными аминами, образующими карбонаты.

Низкие потери энергии на нагрев и испарение воды: обычно амины используются в концентрациях от 30 до 50 мас. % в водных растворах. Из-за высокой теплоты парообразования испарение воды увеличивает потребность в паре, дополнительную нагрузку и потери энергии. Как пропускная способность CO_2 , так и потери энергии на испарение воды могут быть увеличены за счет уменьшения содержания воды в растворе; однако это увеличивает вязкость раствора и может увеличить скорость коррозии.

С точки зрения безопасности для здоровья и окружающей среды МЭА обладает высокой биоразлагаемостью и не оказывает прямого неблагоприятного воздействия на здоровье человека, животных и растительность. Другие аминовые растворители, такие как AMP, MDEA и PZ, токсичны и не поддаются биологическому разложению по сравнению с MEA. Реакция аминов с NO_x в дымовых газах приводит к образованию канцерогенных нитрозаминов. Реакционная способность с NO_x зависит от структуры амина.

Также могут быть использованы стерически затрудненные аминные растворители. Стерически затрудненные амины считаются типом аминов, которые могут улучшить скорость поглощения CO_2 по сравнению с обычными первичными и вторыми аминами, обычно аминспиртами. Пространственно затрудненный амин образуется первичным или вторичным амином, в котором аминогруппа присоединена к третичному атому углерода

в первом случае или к вторичному, или третичному атому углерода во втором. Эти амины характеризуются образованием карбаматов со стабильностью от средней до низкой, введением объемного заместителя рядом с аминогруппой для снижения стабильности карбамата, образованного реакцией CO_2 -амин. Использование этого типа аминов приводит к снижению энергозатрат на регенерацию растворителя на основе амина до 20% по сравнению с обычной скрубберной очисткой на основе МЭА из-за образования слабых связей [55].

СМЕСИ АМИНОВЫХ РАСТВОРИТЕЛЕЙ

Метилэтиламин (МЭА) – наиболее распространенный амин, который используется при очистке дымовых газов. Используемые концентрации раствора МЭА обычно ограничены вязкостью и коррозионными свойствами раствора. Современные системы используют только от 20% до 30% МЭА, а остальное составляет вода. Несмотря на то, что вода, присутствующая в растворе, помогает контролировать температуру растворителя во время абсорбции, которая является экзотермической реакцией, вода также требует значительного количества энергии физического нагрева и отпарки при регенерации CO_2 . Для повышения эффективности процесса используются смеси МЭА и вторичных и/или третичных аминов (Таблица 8).

Многие из запатентованных смесей аминов обладают значительно лучшей стойкостью к окислительному и термическому разложению, устойчивостью к другим кислым газам, более низким давлением паров, более высокой пропускной способностью и более низким потреблением энергии (на 30–40 % ниже) по сравнению с 30 мас./мас. % МЭА. Более высокая пропускная способность также приводит к снижению эксплуатационных расходов (топлива), а также снижению капитальных затрат (насосы меньшего размера, теплообменники, ребойлеры, стрипперы). Кроме того, некоторые из этих запатентованных аминов можно регенерировать при более высоких температурах по сравнению с МЭА, что приводит к более высокому парциальному давлению CO_2 в верхнем отсеке отпарной колонны и снижению нагрузки сжатия.

Помимо водных аминовых растворов существуют другие формы растворителей. Ниже в таблице 9 приведены их основные характеристики и виды.

⁴ **Энтальпия** – это количество тепла, которое термодинамическая система выделяет или поглощает из окружающей среды, когда она находится под давлением

Таблица 8 - Варианты смесей различных видов аминов

Состав	Эффективность по сравнению с МЭА	Сфера применения
Смешанные смеси аминов на основе МДЭА: BASF's aMDEA®		
Добавленный первичный/вторичный амин не превышает 20% от общего количества амина на молярной основе. Общая доля амина может доходить до 55% в растворе.		Глубокая очистка при высоком давлении
BASF OASE® Blue Solvent		
комбинации первичных/ вторичных/ третичных/ затрудненных аминов и активаторов	Снижение потребности в паре для отпарки CO ₂ по сравнению с МЭА на 28-34%	
KS-1™		
может состоять из активированных затрудненных аминов. Активатор выбран из группы, состоящей из пиперазина, пиперидина, морфолина, глицина, 2-метиламиноэтанола, 2-пиперидинэтанола и 2-этиламиноэтанола. SiCO ₃ , также могут использоваться в качестве ингибиторов коррозии, что позволяет использовать углеродистую сталь вместо нержавеющей стали.	до 20% меньшая энергия термической регенерации по сравнению с 30 мас.% МЭА расход обедненного растворителя на 25% ниже, чем у МЭА. выбросы аммиака в очищенных дымовых газах были значительно ниже, чем при использовании МЭА.	Установки риформинга, работающей на природном газе, и используется для синтеза мочевины. Угольная станция
Соли аминокислот (AAC)		
Натриевые или калиевые соли аминокислот	KDiMGly процесс: на 20 % ниже энергия регенерации и на 20 % ниже скорость циркуляции растворителя по сравнению с 30 мас.% МЭА. SiemensPOSTCAP™ процесс: процесс не требовал промывки водой, имел на ≈25% более низкую энергию термической регенерации низкие требования к подпитке растворителем и очень низкие выбросы растворителя.	Угольная станция, дымовые газы процессов
Cansolv		
Аналогичен типичному аминному процессу с той разницей, что он может отделять как CO ₂ , так и SO ₂ от газовых потоков	На ≈38 % более низкая скорость циркуляции растворителя (при улавливании 90 % CO ₂) на 21 % более низкая энергия регенерации по сравнению с 30 мас.% МЭА. Растворитель Shell Cansolv -201® имел скорость циркуляции растворителя на 50% ниже по сравнению с МЭА и энергию тепловой регенерации на 35% ниже, чем у МЭА.	Угольная станция Boundary Dam
Hitachi H3-1		
Растворитель на основе амина (H3-1), содержащий добавки для снижения энергии регенерации и скорости разложения растворителя	Для регенерации тонны CO ₂ с использованием растворителя H3-1 требуется тепловой энергии на 21,3% меньше, чем у МЭА. Скорость потока растворителя, необходимая для улавливания 90% CO ₂ , на ≈46% ниже, чем скорость, необходимая для МЭА с концентрацией 30 мас.%. Результаты испытаний в NCCC показывают, что энергия термической регенерации была снижена на 33 % по сравнению с MEA При улавливании большей доли поступающего CO ₂ (96 % улавливания против 92 %). % улавливания с помощью МЭА), при снижении расхода жидкости на 38 %	Угольная электростанция EW Brown
KoSol Solvents		
	Тепловая энергия для регенерации растворителя KoSol-4 оценивается на 30% ниже, чем у МЭА	Угольная электростанция

Источник: DOE/NETL CARBON CAPTURE PROGRAM—CARBON DIOXIDE CAPTURE HANDBOOK, 2015

Таблица 9 - Прочие формы растворителей для улавливания CO₂ после сжигания топлива

Особенность	Виды растворителя	Преимущества
Безводные растворители (NASS)		
Отсутствие воды повышает работоспособность растворителя, энергию тепловой регенерации и скорость циркуляции растворителя. Общими чертами этого класса растворяющих технологий являются сравнительно более высокое процентное содержание CO ₂ по весу, более высокая вязкость раствора, потенциально более низкая скорость массопереноса и потенциальные проблемы с твердыми продуктами растворителя-CO ₂ , осаждающимися в абсорбере.	Гидрофобные амины	На 30-50% более низкие потребности в энергии тепловой регенерации, возможность регенерации при низких температурах (70–90 °C) по сравнению с МЭА.
	Связывающие CO ₂ органические жидкости (CO ₂ BOL)	CO ₂ BOL позволяют снизить паразитную потребность в энергии для улавливания CO ₂ за счет снижения удельной теплоемкости растворителя и уменьшения количества воды, присутствующей в растворителе. Более низкая потребность в паре для регенерации также приводит к увеличению мощности электростанции.
	Аминосиликоновые растворители	Они демонстрируют более низкое давление паров, более высокую термическую стабильность и меньшую потребность в тепловой энергии для улавливания CO ₂ , что приводит к снижению потребления тепловой энергии до 27%) по сравнению с МЭА.
	Функциональные ионные жидкости	Технология уникальна тем, что вязкость не меняется после поглощения CO ₂ .
	Смеси амин-органических растворителей	Имеет циркуляцию растворителя на ≈30% ниже по сравнению с МЭА для улавливания 90% CO ₂ , что может снизить капитальные затраты на насосы, теплообменники и испарительные сосуды.
Растворители на основе карбонатов		
Эта категория состоит из щелочных или аммониевых солей со слабыми кислотами (например, угольной кислотой), используемых для поглощения CO ₂ . Ключевой особенностью является реакция CO ₂ с образованием ионов карбоната или бикарбоната в растворе. Теплота десорбции CO ₂ из растворителей на основе карбонатов ниже, чем из растворителей на основе аминов (например, 26,4 кДж/г-моль CO ₂ против ≈80 кДж/г-моль CO ₂ для МЭА), и потенциально может снизить общую тепловую энергию регенерации. Одной из уникальных особенностей процессов на основе карбонатов является то, что, если отпарная колонна и абсорбер работают при одинаковых температурах, нет необходимости в промежуточном теплообменнике с обедненной смесью, что снижает капитальные затраты. Как правило, растворители на карбонатной основе не могут поглощать CO ₂ быстрее, чем МЭА, из дымовых газов угольных электростанций, что приводит к более высоким капитальным затратам на абсорбер.	Процессы на основе аммиака (Процесс охлаждения аммиака Alstom [56])	Образование твердой фазы NH ₄ HCO ₃ обеспечивает более высокое содержание CO ₂ в растворе по сравнению с МЭА, с пропускной способностью до 20 кг CO ₂ /100 кг раствора, с обедненной нагрузкой 24–28 мас./мас.% CO ₂ по сравнению с ≈5 кг CO ₂ /кг раствора. работоспособность для МЭА.
	Ферментокаталитические процессы	Технология требует дальнейшего развития.
	Карбонат, активированный амином	Технология требует дальнейшего развития. Может увеличить процент улавливаемого CO ₂ и снизить нагрузку на ребойлер
Растворители с фазовым обменом		
Использование растворителей, которые могут претерпевать фазовый переход, выгодно, потому что: - Увеличивается движущая сила поглощения CO₂ за счет снижения равновесного давления CO₂ в насыщенном растворителе, - Снижается энергия регенерации за счет уменьшения количества материала, который необходимо нагреть для выделения CO₂ в регенераторе.		Несмотря на термодинамические и кинетические преимущества, разработка технологий растворителей с фазовым переходом является сложной задачей, поскольку: - Необходимо разработать и испытать новые контакторы для оптимального контакта газ-жидкость-твердое тело, - Опыт эксплуатации обычных абсорберов насадочной колонны с шламами на электростанциях ограничен. - Разделение жидкой и твердой фаз или концентрирование шлама требуют дополнительного оборудования, что может увеличить капитальные затраты и дополнительную нагрузку.

Источник: DOE/NETL CARBON CAPTURE PROGRAM—CARBON DIOXIDE CAPTURE HANDBOOK, 2015

На сегодняшний день технология улавливания на основе водных аминовых растворителей является наиболее развитой, в МЭА и его смеси с другими видами аминов. Однако данная технология имеет технологические ограничения из-за большого процента воды в составе растворителя (от 50-70%). Это приводит к дополнительным расходам на тепловые процессы: регенерацию и десорбцию. Также к минусам водных растворов аминов для улавливания CO₂ относят высокую коррозионную активность.

Для устранения этих проблем разрабатываются новые формы аминовых растворителей, в частности безводные, растворители на основе карбонатов и растворители с фазовым обменом. Тем не менее, все эти технологии требуют дальнейшей разработки, масштабирования и снижения затрат. Отметим, что капитальные затраты на абсорбер дымовых газов CO₂ являются основным (~40%) компонентом общих затрат на установку улавливания, поэтому технологические развитие данного направления критически важно для развития всей индустрии CCUS.

РАСТВОРИТЕЛИ ДЛЯ ФИЗИЧЕСКОЙ АБСОРБЦИИ

Процессы физической абсорбции рекомендованы для отделения CO₂ в процессах предварительного сжигания, которые обычно работают при повышенном парциальном давлении CO₂. Физические растворители способны избирательно улавливать CO₂ при контакте с газовым потоком без протекания химической реакции [52]. Высокое парциальное давление CO₂ и низкая температура желательны для получения оптимальной производительности процесса физической абсорбции с точки зрения скорости абсорбции и равновесия растворимости CO₂. Затем регенерируется насыщенный (насыщенный CO₂) растворитель [57].

На текущий момент доступно семь коммерческих процессов физической абсорбции CO₂ предварительного сжигания дымовых газов (Таблица 10).

Таблица 10 – Коммерческие процессы абсорбции CO₂ до сжигания дымовых газов

Процесс	Достоинства	Недостатки
Selexol™	Нетермическая регенерация растворителя Неагрессивный растворитель Сухой газ выходит из абсорбера	Наиболее эффективен при повышенном давлении
Rectisol™	Непенящийся растворитель	Высокие затраты на охлаждение
Iplexol-2™	Высокая химическая и термическая стабильность Неагрессивный растворитель	Высокие капитальные затраты Образование амальгам при низкой температуре
Fluor™	Высокая растворимость CO ₂ Нетермическая регенерация Простое управление Неагрессивный растворитель	Высокая скорость циркуляции растворителя Дорогой растворитель
Purisol™	Непенящийся растворитель Высокая химическая и термическая стабильность Неагрессивный растворитель Низкая изменчивость	Высокая стоимость сжатия Наиболее эффективен при высоком давлении
Sulfinol™	Высокая производительность Низкая скорость циркуляции растворителя	Проблемы с пенообразованием Коррозионный растворитель Термическая регенерация
Morphysorb™	Высокая емкость загрузки растворителем Низкое энергопотребление Неагрессивный растворитель Низкие капитальные и эксплуатационные затраты	Новый процесс

Источник: Vega, F. et al., 2018, 'Solvents for Carbon Dioxide Capture', in I. Karamé, J. Shaya, H. Srouf (eds.), Carbon Dioxide Chemistry, Capture and Oil Recovery, IntechOpen, London. 10.5772/intechopen.71443.

Улавливание CO₂ с помощью сорбентов

Удаление CO₂ с помощью сорбентов строится на принципе адсорбции. Адсорбенты для улавливания углерода используют один из двух возможных механизмов адсорбции, а именно физическую адсорбцию (физисорбция) и химическую адсорбцию (хемосорбция). При физической сорбции молекулы-мишени притягиваются к поверхности стенок пор внутри сорбента с большой площадью поверхности силами Ван-дер-Ваальса⁵ и имеют низкую теплоту адсорбции, лишь немного превышающую теплоту сублимации адсорбата. Физисорбция является обратимой и быстрой. При хемосорбции целевой газ вступает в ковалентную химическую реакцию, связываясь с определенными участками сорбента с гораздо большей теплотой адсорбции, примерно равной теплоте реакции.

Удаление CO₂ из дымовых газов с помощью твердых сорбентов не ново. Например, сорбент гидроксида лития (LiOH) использовался для удаления CO₂ в низких концентрациях (<1%) из воздуха в закрытых помещениях, таких как космические корабли. Одним из наиболее распространенных и важных применений сорбентов в крупномасштабном разделении газов является производство водорода на нефтеперерабатывающих заводах. В этом случае целью является выделение водорода из различных газовых смесей, таких как синтетический газ, полученный в установке парового риформинга метана, состоящий из H₂, CO, CO₂, непрореагировавшего CH₄ и N₂. Как правило, цель состоит не в том, чтобы удалить CO₂, а в том, чтобы отделить относительно чистый H₂ для использования в процессах нефтепереработки, при этом остаточный газ состоит из неизвлеченного H₂ и большей части остальных других соединений, которые используются в качестве топливного газа на нефтеперерабатывающем заводе. Наиболее распространенной технологией отделения водорода, используемой на нефтеперерабатывающих заводах, является адсорбция при переменном давлении (PSA) [53].

Отметим, что улавливание CO₂ на основе сорбентов обычно менее конкурентоспособно по сравнению с альтернативными технологиями, например, технологиями на основе растворителей и мембран, для улавливания углерода в промышленных масштабах. Например, из базы данных GCCSI, содержащей 55 крупномасштабных проектов CCS (по состоянию на 2020 г.), находящихся на различных стадиях разработки и эксплуатации, 13 проектов классифицируются как действующие, и только один из этих 13 проектов использует улавливание CO₂ на основе сорбентов.

Типы сорбентов для улавливания CO₂ весьма разнообразны, их можно классифицировать на основании трех диапазонов температур сорбции и десорбции, в которых они работают (Таблица 11), а именно:

- **Низкая температура (<200°C):** Адсорбенты на основе твердых аминов (с различными носителями для этих сорбентов, включая диоксид кремния, углерод в различных формах); активированный уголь, углеродные нанотрубки, графит/графен; полимеры; недорогие материалы, такие как глины и т. д.), адсорбенты на основе углерода, цеолита, металлоорганического каркаса (MOF), карбонатов щелочных металлов и другие, такие как сорбенты на основе иммобилизованных ионных жидкостей и т. д.;
- **Средняя температура (200–400°C):** Сорбенты на основе слоистых двойных гидроксидов (СДГ);
- **Высокая температура (>400°C) [53, 58]:** Сорбенты на основе CaO и сорбенты на основе щелочной керамики.

На текущий момент технологии сорбентов для улавливания требуют дальнейшей работы, как в части снижения издержек, так и в части технологических особенностей, например, проверка эффективности сорбента в реальных условиях.

⁵ Силы межмолекулярного взаимодействия с энергией 10–20 кДж/моль. Этим термином первоначально обозначались все такие силы, в современной науке он обычно применяется к силам, возникающим при поляризации

молекул и образовании диполей. Открыты Й. Д. Ван дер Ваальсом в 1869 году.

Таблица 11- Сравнение типов сорбентов для улавливания CO₂

ТИП	АДСОРБЦИОННЫЙ МЕХАНИЗМ	Регенерация паразитной энергии	Адсорбционная мощность	Перенос массы и теплопроводность	Селективность (CO ₂ /N ₂)*	Поглощение CO ₂ при низком давлении	Стабильность	Затраты
Целевой		Низкая	Высокая	Высокая	Высокая	Высокая	Высокая	Низкая
Аминфункционализированные адсорбенты	Хемосорбция	Высокая	Высокая	Варьируется	Варьируется	Высокая	Умеренная	Умеренная
Цеолиты	Физисорбция	Низкая	Низкая	Низкая	Низкая	Высокая	Низкая	Умеренная
На основе углерода	Физисорбция	Низкая	Выше (чем у цеолитов)	Умеренная	Низкая	Низкая	Умеренная	Низкая
Металлоорганические каркасы	Физисорбция	Низкая	Высокая	Низкая	Низкая	Низкая	Умеренная	Высокая
На основе CaO	Хемосорбция	Умеренная	Высокая	Низкая	Высокая	н.д.	Низкая	Низкая

Цветаи обозначается соответствие адсорбционного механизма целевому критерию: красный – не соответствует, желтый – частично соответствует, зеленый – соответствует

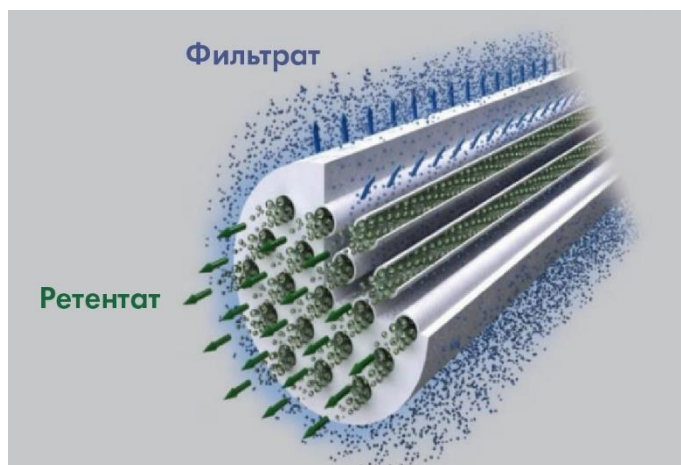
Источник: DOE/NETL CARBON CAPTURE PROGRAM—CARBON DIOXIDE CAPTURE HANDBOOK, 2015

Мембранное Улавливание CO₂

Мембрану можно описать как селективный барьер между двумя фазами, способный разделять газы или жидкости с помощью движущей силы. Эта движущая сила может быть результатом различий в общем давлении, парциальном давлении, концентрации или электрическом потенциале [59]. Компоненты, которые могут легко проникнуть через мембрану – фильтрат, проходят через нее, а труднопроникающие – ретенант, выводятся через специальные отводы, не проходя через мембрану [60] (Рисунок 8).

Разработка высокопроницаемых мембран и мембранных модулей с большой площадью поверхности для обратного осмоса в конце 1960-х и начале 1970-х гг. стала катализатором развития технологии разделения газов на основе мембран. Компания Monsanto была первой, кто выпустил на рынок газоразделительные мембраны на основе полимеров, представив мембрану PRISM™ в 1980 г. Основным целевым применением было выделение водорода из отходящих газов нефтеперерабатывающих заводов, но потенциал для разделения других газов, включая гелий, выделение CO₂ из топливных газов, и разделение воздуха также были признаны с самого начала [53].

Рисунок 8 - Принцип мембранного разделения



Источник: OVERVIEW ON POROUS INORGANIC MEMBRANES FOR GAS SEPARATION RT/2017/5/ENEA

После успешного применения мембран для отделения H₂ в промышленных процессах были внедрены мембраны для удаления диоксида углерода из природного газа и для отделения азота из воздуха. С 1980-х гг. непрерывно улучшались ключевые параметры мембран, такие как поток и селективность за счет внедрения передовых полимерных материалов и усовершенствованных технологий изготовления мембран, а стоимость

мембранных систем газоразделения неуклонно снижалась.

Помимо мембран PRISM, производимых в настоящее время компанией Air Products, другими примерами коммерческих мембран являются мембраны MEDAL™ производства Air Liquide и мембраны PolySep™ производства UOP. Несмотря на эти примеры разделения газов на основе мембран, коммерческое разделение/улавливание CO₂ с использованием мембран конкурирует с альтернативами (преобладают

технологии на основе растворителей) и довольно ограничено такими сферами, как очистка природного газа в небольших масштабах [53].

Спектр технологий улавливания CO₂ велик, многие эти технологии изначально разрабатывались для других задач, например, для выделения водорода или очистки природного газа от прочих примесей газов, однако со временем данные технологии были приспособлены для улавливания именно CO₂ (Рисунок 9).

Рисунок 9 - Технологии улавливания CO₂

Технологии выделения CO ₂	Абсорбция	Химическая	Одиночные амины: МЭА, МДЭА; смеси аминов, каустики. Адсорбер/отпарная колонна, вращающаяся колонна
		Физическая	<i>Rectisol®</i> , <i>Selexol®</i> , <i>Fluor™</i> , <i>Purisol®</i> , <i>Sulfinol®</i> , <i>Ipexol-2™</i> , <i>Fluor™</i>
	Адсорбция	Регенеративный цикл	Адсорбция при переменном давлении, адсорбция при переменной температуре, пар или влага
		Адсорбенты	MOFs, гидрокальциты, адсорбенты на аминном носителе, полимеры, углероды, оксиды алюминия, кремнеземы, цеолиты
	Регенеративный кальциевый цикл		
	Криогенные		
	Мембраны	Разделение газа	Оксид полифенилена, полидиметилсилоксан
		Абсорбция газа	Полипропилен
		Керамическая	
	Биологические с использованием микроводорослей	Биофиксация	Ферментативно-каталитический гидролиз

Источник: Font-Palma, C.; Cann, D.; Udemu, C. Review of Cryogenic Carbon Capture Innovations and Their Potential Applications. С 2021, 7, 58. <https://doi.org/10.3390/c7030058>

Наиболее успешными технологиями являются технологии, основанные на растворителях, в частности технологии аминовой очистки и технологии физической абсорбции (Таблица 12). Прочие технологии, такие как мембраны, криогенные технологии, применение ферментов являются многообещающими, но на данный момент их применение даже в рамках больших прототипов не осуществляется, а применение в промышленных масштабах требует их удешевления и дальнейшего развития.

Технологии транспортировки CO₂

После улавливания CO₂ необходимо транспортировать в подходящее место для

хранения или использования. CO₂ транспортируется в трех состояниях: газообразном, жидком и твердом. В коммерческом транспорте используются резервуары, трубопроводы и суда для газообразного и жидкого диоксида углерода [17].

Наиболее эффективно CO₂ транспортируется при следующих параметрах: когда он сжимается под давлением выше 7,4 МПа и при температуре выше 31°C. В этих условиях CO₂ проявляет сверхкритические свойства, т.е. сочетает плотность жидкости и подвижность газа. На практике это позволяет транспортировать больший объем CO₂ за меньшие деньги.

Таблица 12 - Сравнение основных технологий улавливания CO₂

Технология	Преимущества	Недостатки	Цена улавливания, \$/т CO ₂	Масштаб	Извлечение CO ₂ , %	Потребление энергии, ГДж/тCO ₂
Адсорбция	Зрелые технологии Низкая стоимость сорбентов Сорбенты можно регенерировать и использовать повторно	Высокие энергетические потери, вызванные необходимостью высокого давления для адсорбции CO ₂ и температуры для регенерации сорбента. 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.	Высокий расход энергии из-за регенерации сорбента Большие капитальные затраты, связанные с размером оборудования завода и высокоэффективным сорбентом	40-100	Большой	60-95	2.3–9.2
Мембраны	Высокая чистота и восстановление CO ₂ Короткое время запуска и низкое энергопотребление Недорогое отделение CO ₂	Низкая селективность для улавливания CO ₂ Капиталоемкие для крупномасштабного применения Низкая активность наблюдается при концентрации CO ₂ в потоке сырья менее 20% Не подходит для условий эксплуатации при высоких температурах. Сложность изготовления мембраны Короткий срок службы разделительной мембраны приводит к высокой общей стоимости	15-55	Маленький, средний	60-90	0,5-6
Криогенные технологии	CO ₂ можно извлекать с высокой степенью чистоты Возможность работы при атмосферном давлении	Неэкономично для исходных потоков разбавленного CO ₂ Состав сырья должен быть очищен от воды, чтобы предотвратить забивание льдом. Высокая потребность в энергии из-за охлаждения	55-130	Маленький, средний, большой	99,9	2,4-5,2

Источники: составлено по данным Singh J and Dhar DW (2019) Overview of Carbon Capture Technology: Microalgal Biorefinery Concept and State-of-the-Art. Front. Mar. Sci. 6:29. doi: 10.3389/fmars.2019.00029,

Font-Palma, C.; Cann, D.; Udemu, C. Review of Cryogenic Carbon Capture Innovations and Their Potential Applications. C 2021, 7, 58. <https://doi.org/10.3390/c7030058>,

E3S Web of Conferences 257, 01009 (2021) <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202125701009> AESEE 2021 Carbon emission reduction technologies in China

CO₂ может транспортироваться при высоких давлениях в трубопроводах, сделанных из углеродистой стали или на судах. Трубопроводы для CO₂ уже существуют в больших масштабах, особенно в США, они используются для поставки CO₂ на месторождения для повышения нефтеотдачи (EOR, МУН) [61]. Первый трубопровод большой протяженности для доставки CO₂ был введен в эксплуатацию в начале 1970-х гг. в США. Его протяженность составляет свыше 2 500 км, а мощность – 40 МтCO₂ в год.

Что касается перевозки CO₂ морским транспортом (TRL 4-7), то данный вид транспортировки находится в зачаточном состоянии ввиду ограниченного спроса, однако нехватки знаний или технологий в этой области не наблюдается [61]. В некоторых ситуациях транспортировка CO₂ судами может оказаться экономически более выгодной, особенно когда CO₂ необходимо перевозить на большие расстояния. Сжиженные нефтяные газы и СПГ перевозятся в коммерческих объемах морскими танкерами; CO₂ может

перевозиться судами в значительной мере таким же способом (обычно при давлении 0,7 МПа). Характеристики сжиженного CO₂ аналогичны характеристикам СНГ и СПГ, и при необходимости масштабы использования данной технологии могут быть увеличены до аналогичного масштаба [17].

Транспортировка CO₂ автодорожным и железнодорожным транспортом является не такой экономически эффективной [62], однако, также как и морская транспортировка, является технически осуществимым вариантом. Эти системы перевозят CO₂ при температуре 20°C и давлении 2 МПа. Однако они являются менее экономичными по сравнению с трубопроводами и судами, за исключением очень малых объемов, и не подходят для CCUS в крупном масштабе [17].

Наиболее технологически доступным вариантом транспортировки CO₂ является трубопроводный транспорт

Технологии геологического хранения CO₂

При геологическом хранении CO₂ используются те же процессы, которые удерживают нефть, газ (включая природный CO₂) и другие углеводороды в недрах Земли на протяжении миллионов лет. Любая формация, достаточно большая и глубокая, глубже 800 м (для сохранения CO₂ в жидком состоянии), с подходящей пористостью и проницаемостью, является потенциальным местом хранения CO₂ [63]. Хранение CO₂ включает закачку захваченного CO₂ в глубокий подземный геологический резервуар из пористой породы, перекрытый непроницаемым слоем горных пород, который изолирует резервуар и предотвращает миграцию CO₂ вверх и его выход в атмосферу. Существует несколько типов резервуаров, подходящих для хранения CO₂ [2]:

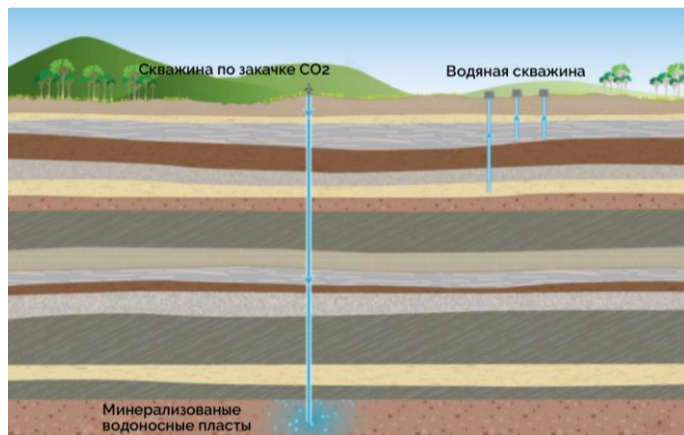
Минерализованные водоносные пласты – это пористые и проницаемые каменные резервуары, содержащие в порах соленую воду (TRL 9) (Рисунок 10).

Удержание CO₂ в минерализованных водоносных пластах обеспечивается следующими механизмами [64]:

- **Стратиграфическое и структурное улавливание** — это физический процесс, зависящий от соответствующих геологических условий, а именно наличия перекрывающей

породы. Закачка CO₂ в породу-коллектор осуществляется под давлением, превышающим давление присутствующей в породе воды. После закачки CO₂ поднимается вверх через пласт-коллектор до тех пор, пока не достигнет перекрывающей породы. Трещины в перекрывающей породе могут привести к утечке CO₂;

Рисунок 10 – Закачка CO₂ в минерализованные водоносные пласты



Источник: IEAGHG CCUS Summer School Regina, Saskatchewan, 7-13 July, 2019

- **Остаточное удержание в отдельных порах или группах пор.** Оно происходит, когда поровые пространства в породе настолько узкие, что капиллярные силы, по сути, удерживают CO₂ и не дают ему подниматься наверх;
- **Удержание вследствие растворимости** происходит, когда CO₂ растворяется в воде в пласте-коллекторе. Вода, насыщенная CO₂, становится более плотной (по сравнению с чистой водой), что заставляет ее перемещаться вниз на дно коллектора;
- **Минеральное удержание вызывается химической реакцией** между минералами, образующими горные породы, и закачиваемым CO₂. К примеру, силикаты кальция или магния вступают в реакцию с CO₂ с образованием стабильных карбонатов кальция или магния. Эти реакции происходят медленно, в течение тысяч лет.

Отметим, что данные механизмы удержания CO₂ действуют не одновременно, а последовательно в течение длительных периодов времени. Таким образом, на этапе закачки преобладает физическое удержание, которое в итоге переходит в минеральное удержание посредством химических механизмов. Это создает комбинированный

эффект, благодаря которому различные механизмы удержания, как правило, увеличивают долю иммобилизованного CO₂.

- **Истощённые или частично истощённые нефтегазовые коллекторы**, в рамках либо вне рамок, операций по повышению нефтеотдачи пластов (ПНП, EOR, МУН). Данный метод хранения CO₂ является крайне привлекательным по ряду причин. Первая –

это то, что геологические породы, содержащие нефть и газ, могут эффективно удерживать CO₂. Вторая – хорошая изученность нефтегазовых коллекторов. Третья – получение дополнительной прибыли, благодаря добыче дополнительных объемов нефти и газа. Отметим, что не все истощенные коллектора подходят для этого метода, они должны удовлетворять определенным критериям.

МЭА выделяет три вида CO₂-МУН нового поколения, которые не только повышают нефтеотдачу, но и оказывают позитивное влияние на экологию:

Обычные CO₂-МУН+: текущая практика применения CO₂-МУН, которая направлена на максимизацию добычи нефти с минимальной закачкой CO₂ в пласт, но при этом дополнительно осуществляется мониторинг состояния, закачанного CO₂ в пласт (TRL 11). Эту технологию чаще относят к этапу «полезного использования», поскольку как такового хранения не происходит.

Продвинутые CO₂-МУН+ (TRL 7-11): второй вариант — это совмещение двух видов деятельности, а именно: добычи нефти и хранения CO₂ с целью получения прибыли. Этот подход включает закачку большего количества CO₂, чем при обычном CO₂-МУН+, а также большую дополнительную добычу нефти;

Максимальная закачка CO₂ CO₂-МУН + (TRL 7-11): CO₂-МУН выполняются с максимизацией долгосрочного хранения CO₂ в пласте при достижении того же уровня добычи нефти, что и при продвинутых CO₂-МУН [5].

Другие методы на стадии концепта (TRL 1-3). К таким методам можно отнести угольные пласты с операциями по рекуперации метана из угольных пластов (РМУП) либо без них. Угольные пласты обычно разрабатываются только до глубины ~1500 м. Механизм хранения CO₂ в угольных пластах отличается от механизма в водоносных пластах или базальтовых формациях. После закачки CO₂ он прочно связывается с поверхностями угольной матрицы в результате адсорбции. По аналогии с увеличением нефтеотдачи пластов на нефтяных из угольных пластов можно извлечь дополнительный объем метана. По мере того, как CO₂ адсорбируется на поверхности угольной матрицы, изначально связанный метан десорбируется и высвобождается и может быть извлечен. Этот процесс известен как «Усовершенствованное извлечение метана из угольных пластов с помощью CO₂» и используется в бассейне Сан-Хуан в США. Важнейшим критерием осуществимости этого варианта хранения является проницаемость угольных пластов, которая определяет, может ли закачиваемый CO₂ достичь больших участков угольной матрицы [64].

Базальтовые формации [64]. Хранение CO₂ в горных породах (базальтах) находится на ранней стадии разработки. Закачиваемый CO₂ вступает в реакцию с химическими компонентами с образованием стабильных минералов, улавливающих CO₂. Однако для разработки технологии требуются дальнейшие испытания и исследования, в частности, для определения потребности в воде, которая может быть значительной. В нескольких регионах мира есть большие базальтовые образования, и рассматривались возможности хранения как на суше, так и на море. [2];

Хранение гидратов CO₂ под землей. Подземное хранение CO₂ в виде гидратов является многообещающим новым вариантом, который направлен на использование гидрата CO₂ для захвата молекул CO₂ в решетке молекул воды. Гидрат CO₂ может быстро образовываться в присутствии воды (которой много под землей) и соответствующих условиях давления и температуры.

Усовершенствованные геотермальные системы на основе CO₂. Тепловые свойства плотной фазы CO₂, а также значительно более низкая вязкость, более высокая сжимаемость и

расширяемость (по сравнению с водой, например) делают его способным переносить значительное количество тепла. Следовательно, CO₂ можно применять для извлечения тепла из недр и использовать для производства геотермальной энергии.

Океаническое хранение. Альтернативная стратегия секвестрации антропогенного CO₂ заключается в закачке CO₂ в глубокие океанические воды. Математические модели показали, что закачанный CO₂ может оставаться в океане в течение нескольких сотен лет. Эти холодные (около 1°C) и глубокие (около 4-5 км) воды движутся медленно и могут оставаться изолированными от атмосферы в течение тысячелетий.

К ключевым критериям выбора места хранения можно отнести следующие:

- Вместимость
- Приемистость
- Сдерживание

Минеральная карбонизация. Концепция минеральной CO₂ карбонизации рассматривается в качестве альтернативной стратегии секвестрации CO₂. В этом методе уловленный CO₂ улавливается в процессе минерализации, когда CO₂ реагирует с оксидами или гидроксидами щелочноземельных металлов, такими как минералы, богатые кальцием и магнием, с образованием стабильных карбонатов. [65].

Природа и тип механизмов улавливания для надежного и эффективного хранения CO₂, которые варьируются в пределах и в течение срока эксплуатации объекта в зависимости от геологических условий, хорошо известны благодаря многолетнему опыту закачки CO₂ для повышения нефтеотдачи и специального хранения. Наиболее перспективными формациями для хранения CO₂ считаются минерализованные водоносные пласты и истощенные или частично истощенные нефтегазовые коллекторы [2, 17, 64, 66].

К ключевым критериям выбора места хранения можно отнести следующие:

- Вместимость (какой объем CO₂ может удержать порода?);
- Приемистость (можем ли мы добавить CO₂ в породу?);
- Сдерживание (можем ли мы удерживать CO₂ в породе?);

- Другое (мониторинг, экономика, регулирование, риски).

Полезное использование CO₂

Полезное использование углерода (CCU) — это широкий термин, используемый для описания множества различных путей, при которых улавливаемый CO₂ - или в некоторых случаях окись углерода (CO) - могут быть использованы напрямую или «переработаны» для производства экономически ценных продуктов или услуг.

Можно выделить две крупных группы технологий полезного использования: традиционные и нетрадиционные [67].

К традиционным технологиям относятся:

- Технологии использования CO₂ в химической промышленности, например, производство мочевины и полиолов;
- Производство топлив (метанол, метан, диметилэтер, и топлива на основе реакции Фишера Тропша);
- Бетонные строительные материалы;
- Увеличение нефтеотдачи пластов (CO₂-EOR).

К нетрадиционным технологиям относятся:

- Биоэнергетика со связыванием и хранением углерода (BECCS). BECCS включает биологический захват атмосферного углерода с помощью процессов фотосинтеза, производство биомассы, используемой для выработки электроэнергии или топлива, до улавливания и удаления CO₂;
- Улучшенное выветривание относится к геоинженерным подходам, использующим растворение природных или искусственно созданных минералов с целью удаления двуокиси углерода из атмосферы;
- Лесоводство. При облесении / лесовосстановлении атмосферный CO₂ удаляется посредством фотосинтеза, а углерод накапливается в древесностях;
- Связывание углерода в почве и биоуголь.

Широкий спектр вариантов использования углерода показан на Рисунке 11. Каждый путь использования углерода имеет определенные характеристики с точки зрения уровня технической готовности, рыночного потенциала, экономики и воздействия на сокращение выбросов CO₂ [68].

Рисунок 11 - Пути полезного использования CO₂



Источник: CARBON UTILIZATION—A VITAL AND EFFECTIVE PATHWAY FOR DECARBONIZATION, Center for Climate and Energy Solutions, 2019, Hepburn, C., Adlen, E., Beddington, J. et al. The technological and economic prospects for CO₂ utilization and removal. Nature 575, 87–97 (2019).

Не существует единого универсального способа полезного использования CO₂. В зависимости от отрасли, местоположения и других ограничений одна или несколько технологий могут подходить лучше, чем другие

МУН с использованием CO₂ - наиболее широко применяемая сегодня форма закачки двуокси углерода в геологические пласты с целью хранения. Примерно 17 млн т в год антропогенного CO₂ в настоящее время используется в США для повышения нефтеотдачи, наряду с использованием гораздо более значимых объемов CO₂ из естественных, но истощающихся источников.

МУН с использованием CO₂ - наиболее широко применяемая сегодня форма полезного использования диоксида углерода

Технологии CCU в целом находятся на низком уровне технологической готовности [69]. Так, производство CCU топлива или CCU химия – это крайне энергозатратный процесс [70]. Например, для производства 1 Мдж CCU топлива потребуется в от 3 до 8 Мдж энергии [71, 72].

Для эффективной работы технологий полезного использования CO₂ необходим энергобаланс, который в большей степени полагается на ВИЭ [73], объем которых должен быть избыточным.

Например, по расчетам DECHEMA, потребность в низкоуглеродной энергии при использовании технологий CCU в зависимости от сценариев будет значительно выше, чем доступный объем электроэнергии в Европе к 2050 г. (по прогнозам МЭА). Так, при использовании CO₂ только в химической отрасли спрос на электроэнергию колеблется от 960 ТВтч (30% от прогнозируемого доступного предложения в 2050 г.) до 4900 ТВтч (140%). При этом если еще производить CCU топливо, то спрос на электроэнергию возрастет и окажется в диапазоне от 2 000 ТВтч (60%) до 11 700 ТВтч (350%) соответственно, в зависимости от сценария [74].

Исследования показывают [75], что потенциал снижения выбросов CO₂ при использовании CCU при производстве топлива ограничен 50% исходных выбросов эталонной системы без CCU. При этом основная проблема снижения затрат CCU — это не этап преобразования CO₂ в топливо, а производство необходимой безуглеродной электроэнергии по очень низкой цене.

Не существует единого универсального способа полезного использования CO₂. В зависимости от отрасли, местоположения и других ограничений одна или несколько технологий могут подходить лучше, чем другие. Подход, объединяющий различные методы, может быть наиболее практичным решением.

Текущее технологическое развитие улавливания, хранения и полезного использования CO₂

Как уже упоминалось, технологии улавливания, хранения и полезного использования CO₂ находятся на разной стадии готовности. При этом большая часть технологий по всей технологической цепочке по состоянию на 2021 г. находится на демонстрационной стадии или на стадии большого прототипа.

Тем не менее, на сегодняшний день также существуют технологии, находящиеся на 9-11 уровне технологической готовности. Так, весьма развиты методы захвата CO₂ в химической промышленности, а частности при производстве аммиака (химическая и физическая абсорбция) и метанола (химическая абсорбция). В черной металлургии – это захват CO₂ с процессов производства железа прямого восстановления (химическая абсорбция). При производстве топлив наибольший прогресс в технологиях захвата был 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 транспортировки CO₂ по трубопроводам, однако развитие транспортировки CO₂

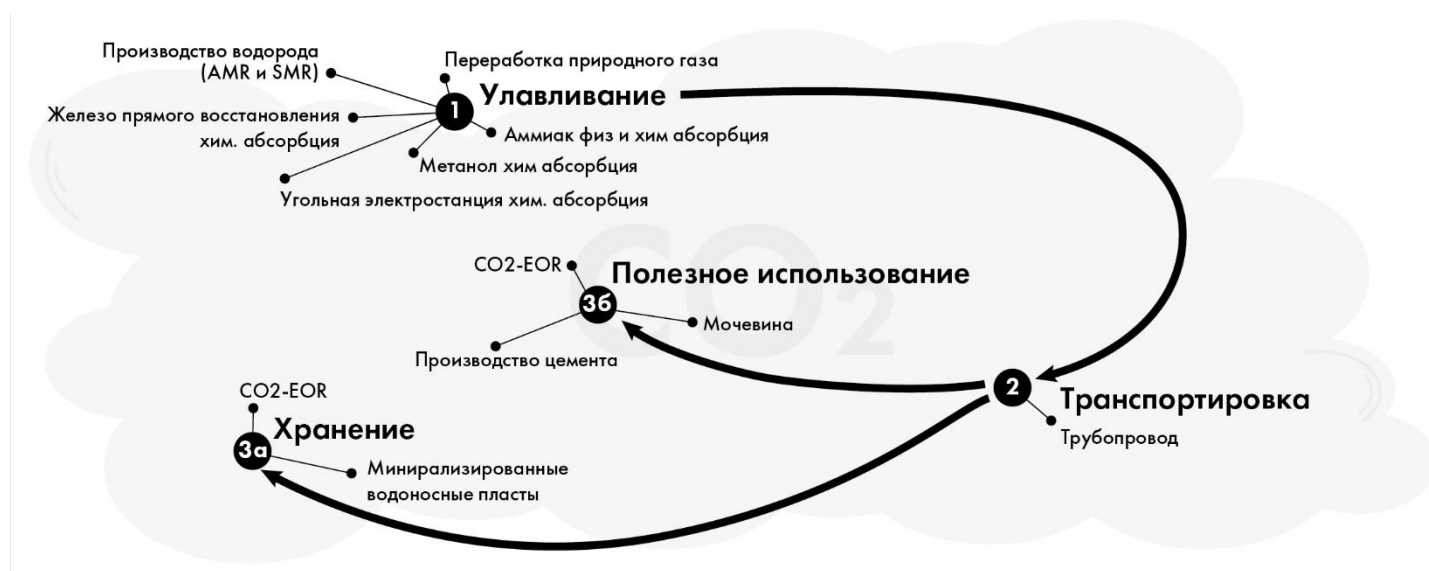
морским транспортом не должно занять много времени при наличии спроса на данную услугу.

Среди технологий хранения можно выделить технологии закачки CO₂ в пласт для повышения нефтеотдачи пластов (CO₂-EOR), также отметим, что данную технологию в различных источниках относят и к переделу хранения и использования, поскольку данная технология позволяет, как использовать CO₂ только для повышения нефтеотдачи пласта с полным извлечением CO₂ и возможностью повторной закачки, так и использовать избыточный объем CO₂, закачивая излишек в пласт на хранение. Также высокий уровень готовности имеют технологии хранения CO₂ в минерализованных водоносных пластах.

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

Исходя из уровня технологической готовности в следующем разделе, мы рассмотрим экономику различных производственных цепочек на основе технологий, которые находятся на высокой стадии готовности TRL 9-11 (сюда также будут включены технологии улавливания CO₂ при производстве метана (TRL 8-9) (Рисунок 12).

Рисунок 12 - Технологии улавливания, хранения и использования высокого уровня готовности



Источник: составлено Проектным центром по энергопереходу и ESG по данным Базы технологий МЭА

Риски и потенциал технологий CCUS

Риски технологической цепочки CCUS

УЛАВЛИВАНИЕ

Риск полностью интегрированной системы CCUS и влияние на электростанции:

- Риск интеграции процесса улавливания в электростанцию (например, проблемы с отбором пара);
- Способность и гибкость электростанции обеспечивать электроэнергию без улавливания CO₂;
- Риск остановки всей электростанции, если проблема возникла на установке улавливания (это может произойти, если электростанция полностью интегрирована с процессом улавливания, например, предварительное сжигание).

Технические риски для каждой технологии улавливания:

- Улавливание после сжигания: разложение растворителя и коррозия оборудования;
- Улавливание кислородного топлива: работа котла (конструкция горелки, рециркуляция дымовых газов, контроль температуры и предотвращение утечки воздуха);
- Улавливание перед сжиганием: работа и доступность турбин, богатых водородом.

Воздействие на окружающую среду: выбросы химических веществ в атмосферу, воду и землю, а также общий жизненный цикл объекта (например, увеличение расхода топлива).

ТРАНСПОРТИРОВКА

Основные риски в транспортировке CO₂ связаны с коррозией труб [76], которая в свою очередь может привести к утечкам CO₂. Углекислый газ является частью атмосферы, которой мы дышим, и необходим для всех форм жизни. Не имеет запаха и не токсичен. Однако поскольку он более плотный, чем воздух, если он накапливается в низинах в высоких концентрациях, он может оказаться вредным для людей и животных [77]. Во многом этого можно избежать, добываясь

максимальной осушки CO₂, а также за счет развития технологий мониторинга [78].

ХРАНЕНИЕ

Геологические и физические ограничения емкости хранения CO₂. Для понимания данного барьера рассмотрим, как осуществляется подсчет емкости хранения CO₂ (Рисунок 13).

Рисунок 13 – Пирамида технико-экономических ресурсов для хранения CO₂



Источник: Storage 1-Reservoirs, Traps, Seals and Storage Capacity for CO₂Storage, Professor John Kaldi, Technical Adviser, CO₂CRC, Australian School of Petroleum, University of Adelaide, Australia, IEAGHG CCUS Summer School Regina, Saskatchewan, 7-13 July, 2019

Общий объем пор

Общий физический предел того, что может принять система хранения. Предполагается, что весь объем доступен для хранения CO₂ в поровом пространстве, растворенного в пластовых флюидах или адсорбированного на 100% в общем объеме угля. Это представляет собой максимальный верхний предел оценки емкости. Однако это нереалистичное число, поскольку всегда будут существовать физические, технические, нормативные и экономические ограничения. Данную категорию можно классифицировать как «ресурсы».

Предполагаемая емкость

Подмножество общего порового объема, полученное с применением технических (геологических и инженерных) ограничений (P10). Эта оценка, как правило, меняется с приобретением новых данных или знаний.

Условная емкость

Подмножество предполагаемой емкости, полученной с учетом технических, правовых и нормативных, инфраструктурных и общих экономических барьеров. Значение изменяется по мере развития техники, политики, правил и / или изменения экономики. Соответствует категории «Запасы» (P50), используемой в энергетической и горнодобывающей промышленности.

Операционная емкость

Подмножество условной емкости, полученное путем детального сопоставления крупных стационарных источников с геологическими хранилищами, которые являются подходящими с точки зрения мощности, приемистости и скорости подачи. Соответствует «Доказанным товарным запасам» (P90), используемым в горнодобывающей промышленности.

Таким образом для нивелирования риска ограниченного хранения требуется проведение тщательных геологических работ для определения емкости пласта.

Риски утечек

Наиболее существенный риск, связанный с CCUS, — это утечка CO₂ из мест хранения. Хотя имеется некоторый опыт геологического хранения CO₂ и природного газа в течение приблизительно 10-20 лет, долговременное хранение в течение многих сотен или тысяч лет не доказано.

В специальном отчете МГЭИК по CCUS указывается, что экологические риски, связанные с улавливанием и хранением CO₂, невысоки. Как заявила МГЭИК: «Хорошо отобранные геологические формации, вероятно, сохраняют более 99% закачанного объема CO₂ в течение 1000 лет. В целом риски хранения CO₂ сопоставимы с рисками при аналогичных существующих промышленных операциях, таких как подземное хранение природного газа и EOR» [79].

Кроме того, согласно многим представленным материалам, риски для безопасности, здоровья и окружающей среды, связанные с CCUS, аналогичны или меньше тех, которые уже испытываются в нефтегазовой отрасли [80]. Тем не менее, были выражены опасения по поводу длительного хранения CO₂. Возможны два типа утечки CO₂:

- Резкая утечка из-за отказа нагнетательной скважины или утечки из заброшенной скважины; а также

- Постепенная утечка через необнаруженные разломы, трещины или скважины [81]. Побочным эффектом таких утечек может быть перекрытие ресурсов пресных подземных вод [82].

ПОЛЕЗНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ: СНИЖЕНИЕ ВЫБРОСОВ И ЧИСТАЯ ПОЛЬЗА ДЛЯ КЛИМАТА?

Определение: полезное использование — это химическая конверсия CO₂ в полезные продукты.

Приводит ли использование CO₂ к положительному эффекту на климат? Оно может уменьшить выбросы или удалить CO₂ из атмосферы и/или накапливать его. Но необходимо учитывать различные прямые и косвенные эффекты в соответствующем жизненном цикле и сравнивать их с исходным уровнем, тем, который был бы без использования CO₂. Тщательный расчет прямых воздействий в одном звене цепочки бесполезен, если выбросы происходят где-то в другом месте или позже [83].

При оценке климатических выгод от использования CO₂ необходимо учитывать пять основных факторов:

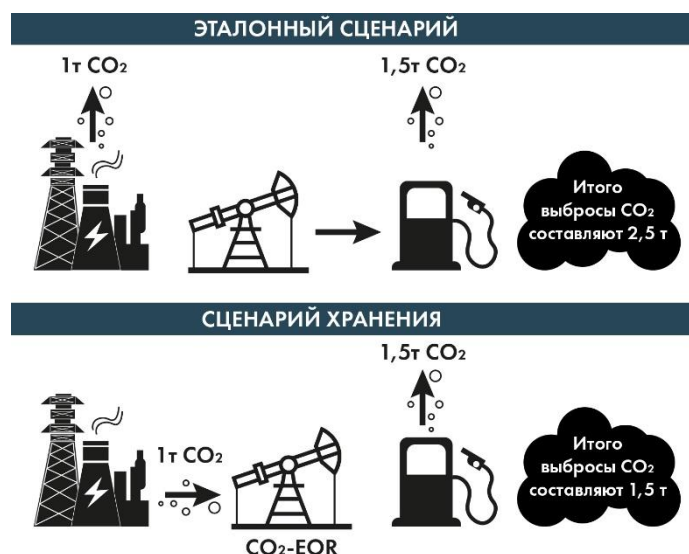
1. продукт или услуга заменяется продуктом или услугой на основе CO₂;
2. как долго углерод остается в продукте;
3. источник CO₂ (из ископаемого топлива, промышленных процессов, биомассы или воздуха);
4. сколько и в каком виде энергии используется для преобразования CO₂;
5. масштаб возможностей использования CO₂ [84].

Например, при получении барреля нефти с помощью CO₂-EOR используется CO₂, который может оставаться в нефтяном пласте, а не повторно выбрасываться в атмосферу.

Чтобы наглядно представить это, рассмотрим «эталонный» сценарий, в котором 1 т CO₂ выбрасывается электростанцией, работающей на ископаемом топливе, а 1,5 т CO₂ выбрасывается при использовании добытой обычным способом нефти, при этом общие выбросы составят 2,5 т CO₂. Сравним со сценарием «Хранения», в котором CO₂ от электростанции используется при добыче нефти (CO₂-EOR), то есть **CO₂u = 1 т CO₂**. Общие выбросы в этом сценарии «Хранения» составят 1,5 т CO₂ от потребления нефти, добытой методом

CO₂-EOR. Сниженные выбросы равны $2,5 - 1,5 = 1,0$ т CO₂р, что идентично CO₂и, но удаление CO₂r = 0, потому что CO₂ был получен от электростанции, работающей на ископаемом топливе, а не из атмосферы (Рисунок 14).

Рисунок 14 - Пример распределения выбросов CO₂ при применении CO₂-EOR и без



Источник: составлено авторами по данным Hepburn, C., Adlen, E., Beddington, J. et al. The technological and economic prospects for CO₂ utilization and removal. Nature 575, 87–97 (2019). <https://doi.org/10.1038/s41586-019-1681-6>

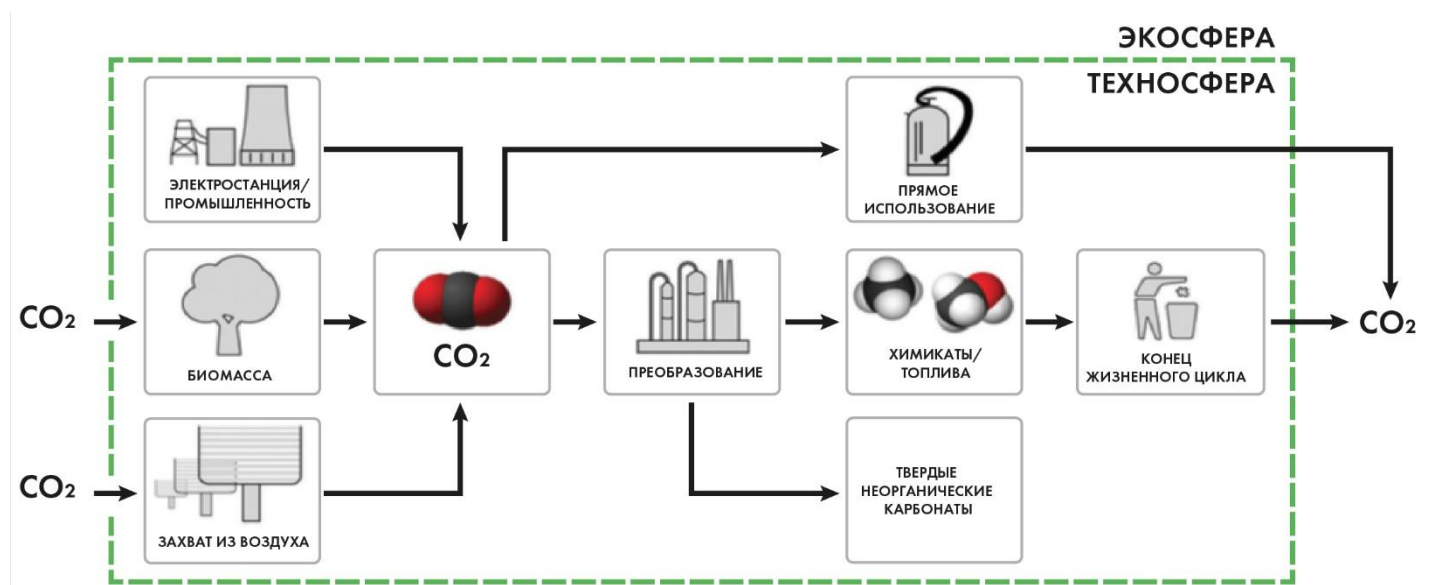
На самом деле выбросы от «эталонного» барреля нефти, вытесненной нефтью с применением CO₂-EOR, могут быть выше или ниже, в зависимости от ее происхождения и технологии добычи. Если нефть, добытая с помощью метода

CO₂-EOR препятствует использованию ВИЭ, например, в автомобиле, то хранение CO₂ посредством CO₂-EOR приводит к чистому увеличению выбросов. Для того, чтобы CO₂-EOR обеспечивал чистое удаление, CO₂ должен улавливаться из атмосферы, и в скважину должно быть закачано больше углерода, чем потом извлечено [85].

Жизненный цикл CCU определяет потенциальную роль CCU в смягчении последствий изменения климата с точки зрения учета углерода (Рисунок 15):

- **Отрицательные по углероду продукты:** CCU может быть отрицательным по углероду, если и только если (1) используется атмосферный CO₂ (либо непосредственно прямое улавливание из воздуха или через биомассу) [86] и (2) образуется твердый неорганический карбонат, который термодинамически более стабилен, чем CO₂, и, таким образом, обеспечивает долгосрочное хранение [87]. Если CO₂ улавливается из ископаемых источников, таких как электростанции или промышленность [88], CCU не может быть углеродно-отрицательным в течение своего жизненного цикла.
- **Углеродно-нейтральные продукты:** CCU допускает углеродно-нейтральные пути, если и только если используется атмосферный CO₂ или CO₂ улавливается во время обработки продукта на основе CO₂ в конце срока его службы.

Рисунок 15 – Жизненный цикл повторного использования углекислого газа с основными классами источников CO₂ и путями использования. Пунктирная рамка отделяет техносферу от экосферы.



Источник: Energy Environ. Sci., 2018,11, 1062-1176

CCU может быть отрицательным по углероду, **если и только если** (1) используется атмосферный CO₂ (либо непосредственно прямое улавливание из воздуха или через биомассу) и (2) образуется твердый неорганический карбонат, который термодинамически более стабилен, чем CO₂, и, таким образом, обеспечивает долгосрочное хранение

CCU также может способствовать смягчению последствий изменения климата с помощью дополнительных механизмов:

- **Продукты, снижающие выбросы углерода:** даже если путь CCU в целом не является углеродно-отрицательным, он может быть сокращающим за счет замены существующего продукта альтернативой с меньшим выбросом парниковых газов (ПГ). Примером является производство полиэфиркарбонатных полиолов из CO₂ (который может быть переработан в пенополиуретан (ПУ) [89]. Новые полиолы содержат около 20 масс. % CO₂ и могут снизить выбросы парниковых газов на 11-19% по сравнению с обычными полиэфирполиолами [90]. Часто сокращение выбросов углерода зависит от наличия углеродонейтрального водорода;
- **Временное хранение углерода** (постоянное хранение – хранение более 100 000 лет. [91]): химические вещества или топливо, производимые из CO₂, обеспечивают временное хранение CO₂. При этом для химикатов время хранения выше, чем для топлива. За исключением строительных материалов и увеличения нефтеотдачи, большинство возможностей использования CO₂ обеспечивают только временное удержание углерода, который в конечном итоге выбрасывается в атмосферу в виде CO₂. Отметим, что влияние временного хранения CO₂ на изменение климата еще недостаточно изучено.

Если полезное использование не может значительно снизить общую нагрузку CO₂, так зачем оно нужно?

Во-первых, в процессе улавливания образуется CO₂ высокой концентрации, который является отличным сырьем (ресурсом). Во-вторых, многие текущие процессы могут использовать CO₂ вместо других, более ценных ресурсов, например, воды и нефти. В-третьих, полезное использование — это шаг к замкнутому промышленному циклу углекислого газа. В-четвертых, использование —

это способ сделать сбор и хранение намного более экономически выгодным [92].

Несмотря на наличие рисков, которые характерны для любого технологического процесса, главная выгода от применения технологий CCUS – это выгоды для окружающей среды. Основным экологическим преимуществом CCUS является его способность снижать уровень выбросов CO₂ в атмосфере, в то время как ископаемое топливо продолжает использоваться для обеспечения мирового потребления энергии [93]. Согласно различным исследованиям, CCUS может внести значительный вклад в сокращение выбросов парниковых газов во всем мире [2, 94].

Этот потенциал, однако, зависит от количества уловленного CO₂ и количества (если таковые имеются) утечек при транспортировке и долгосрочном хранении CO₂. Потенциальные выгоды также необходимо измерять в сравнении с уровнем риска для окружающей среды от CCUS, по сравнению с рисками, если CCUS не используется [95].

Несмотря на наличие рисков, которые характерны для любого технологического процесса, главная выгода от применения технологий CCUS – это выгоды для окружающей среды

Геологический потенциал по хранению CO₂ в мире. Оценки регионального потенциала по геологическому хранению CO₂

Потенциал по хранению CO₂ под землей в мире пока характеризуется высокой неопределённостью и его оценки разнятся и регулярно обновляются (Таблица 13). Во многом это обусловлено тем, что наибольшим потенциалом на сегодняшний день обладают минерализованные водоносные пласты, однако их изученность в мире невелика. Стоит отметить, что наиболее изученными регионами являются США [96], Китай [97] и Европа [98, 99], а комплексные исследования по миру были проведены небольшим количеством организаций (Рисунок 16).

Так, по оценкам МГЭИК в 2005 г. максимальный геологический потенциал по хранению CO₂ составлял 11 тыс. Гт. Аналогичную оценку дали Rystad Energy в 2021 г., а в наиболее комплексном исследовании MIT [100] при участии МЭА [2] геологический потенциал по хранению CO₂ составляет от 8 тыс. до 55 тыс. Гт.

Таблица 13 - Различные оценки геологического потенциала по хранению CO₂ в мире и отдельных странах и регионах

	Гт	Низкие оценки	Высокие оценки
МГЭИК 2005	Итого	1685	11 100
	Нефтегазовые месторождения	675	900
	Неиспользуемые угольные пласты	10	200
	Минерализованн ые водоносные пласты	1000	10000
Rystad Energy, 2021	н/д		11500
The Status of CCUS 2020, GCCUSI	Нефтегазовые месторождения		310,8
	Канада		2,4
	США		205
	Бразилия		4
	Великобритания		2,8
	Европа		9,7
	Норвегия		16
	КСА		5
	ОАЭ		5
	Россия		10
	Китай		8
	Малайзия		13,3
	Индонезия		13
	Австралия		16,6
MIT, 2015	Минерализованн ые водоносные пласты	7909	54551
	Африка	1563	10986
	Австралия и НЗ	595	4184
	Dynamic Asia	119	834
	Бразилия	297	2087
	Канада	318	2236
	Китай	403	2830
	Европа	302	2120
	Индонезия	163	114
	Индия	99	697
	Япония	8	59
	Корея	3	24
	Проч. Лат. Америка	606	4257
	Ближний Восток	492	3454
	Мексика	138	967
	Проч. Вост. Азия	272	1911
	проч. Евразия	485	3410
	Россия	1234	8673

	Гт	Низкие оценки	Высокие оценки
	США	812	5708
Отдельные страны			
Wei N, Xiaochun L, Ying W, Dahowski RT, Davidson CL, Bromhal GS	Китай (Минерализованн ые водоносные пласты)	1036	2998
DOE	США	2619	21978
	Нефтегазовые месторождения	186	232
	Неиспользуемые угольные пласты	54	113
	Минерализованн ые водоносные пласты	2379	21633
GeoCapacity project 2008			
	Европа	126	381,5
	Нефтегазовые месторождения	25	30
	Неиспользуемые угольные пласты	1	1,5
	Минерализованн ые водоносные пласты	100	350
GESTCO project 2013	Европа		117
	Нефтегазовые месторождения		20
	Неиспользуемые угольные пласты		1
	Минерализованн ые водоносные пласты		96

Источники: CARBON DIOXIDE CAPTURE AND STORAGE IPCC, 2005, <https://www.rystadenergy.com/new-sevents/news/press-releases/2nd-energy-transition-report-CCUS-could-tap-62pct-of-worlds-co2-emissions-global-geological-storage-at-11500-gt-only-49pct-of-global-emissions-are-priced/>, Wei N, Xiaochun L, Ying W, Dahowski RT, Davidson CL, Bromhal GS. A preliminary sub-basin scale evaluation framework of site suitability for onshore aquifer based CO₂ storage in China. Int. J. Greenh. Gas Control 2013;12:231-46., U.S. Department of Energy Office of Fossil Energy. Carbon Storage Atlas. 5th ed; 2015., Estimates of CO₂ storage capacity in Europe Karen Lyng Anthonsen, Thomas Vangkilde-Pedersen & Lars Henrik Nielsen Geological survey of Denmark and Greenland, Rütters, H. and the CGS Europe partners (2013) - State of play on CO₂ geological storage in 28 European countries. CGS Europe report No. D2.10, June 2013, 89 p., Developing a Consistent Database for Regional Geologic CO₂ Storage Capacity Worldwide Jordan Kearns et al. / Energy Procedia 114 (2017) 4697 - 4709, The Status of CCUS 2020, GCCUSI

Рисунок 16 - Мировой потенциал по хранению CO₂ в нефтегазовых месторождениях и минеральных водоносных пластах (темным отмечены регионы с наибольшим потенциалом по хранению CO₂).



Источник: Rystad Energy

В страновом разрезе большим объемом ресурсов по хранению CO₂ в нефтегазовых месторождениях и минеральных водоносных пластах обладают Россия, США, Китай, Австралия (Рисунок 17). При этом наиболее доступные ресурсы по хранению – нефтегазовые месторождения - преобладают в США: и, по данным GCCUSI [101], на их (США) долю приходится более 2/3 всего мирового потенциала нефтегазовых месторождений.

Анализ потенциала по геологическому хранению показывает, что данная область требует дальнейшего изучения и уточнения во всем мире. Тем не менее, имеющаяся на текущий момент информация показывает, что для крупных эмитентов CO₂ нехватка формаций для хранения не является сдерживающим фактором внедрения технологий улавливания и хранения CO₂.

Потенциал по полезному использованию CO₂

Для крупных эмитентов CO₂ нехватка формаций для хранения не является сдерживающим фактором внедрения технологий улавливания и хранения CO₂

Сегодня в мире ежегодно используется около 230 млн тонн CO₂ (Рисунок 18). Крупнейшим потребителем является производство удобрений, где только в производстве мочевины (карбамида) используется около 130 млн т CO₂ в год [102]. Ее основное применение - удобрения, и она оказывает сильное влияние на мировое снабжение продовольствием, поскольку он является наиболее важным из всех азотных удобрений [103].

Рисунок 17 - Ресурсы хранения CO₂ (миллионы тонн) основных нефтегазовых месторождений



Источник: Global CCUS Institute, Global Storage, A global assessment of the geological CO₂ storage resource potential, March 2016

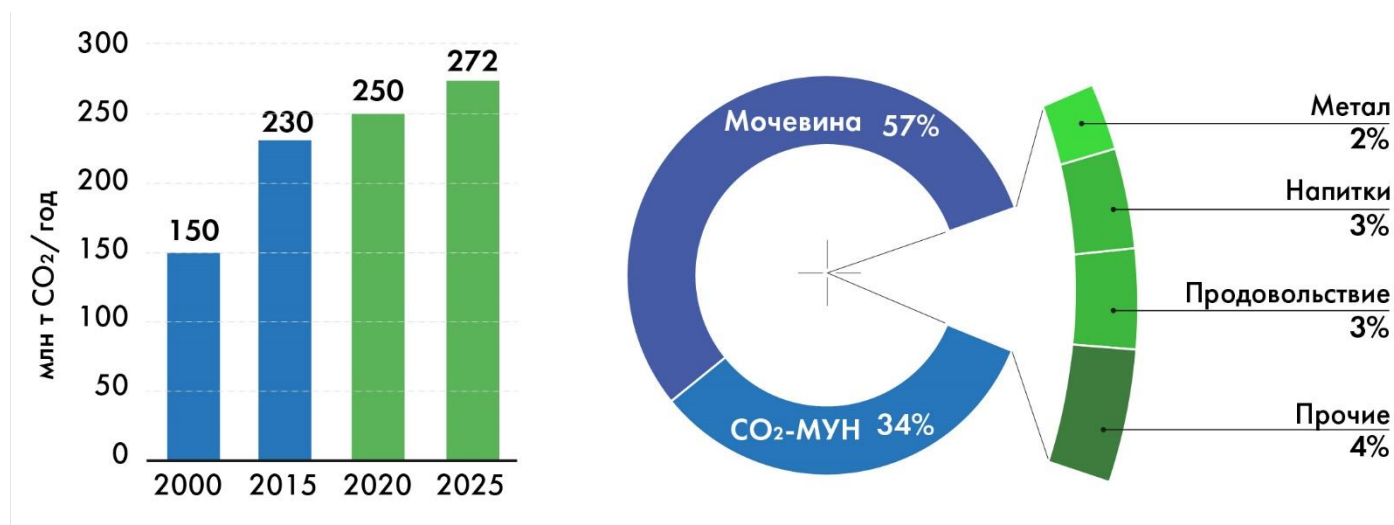
За мочевиной следует нефтяной сектор потреблением от 70 до 80 млн т CO₂ для повышения нефтеотдачи (ПНП) [104], используют технологию CO₂-EOR. CO₂ также широко используется в производстве продуктов питания и напитков, производстве металла, охлаждении, пожаротушении и в теплицах для стимулирования роста растений

Оценки потенциала полезного использования CO₂ разнятся очень сильно: от 1,34 Гт [105] к 2035 г. до 18,7 Гт CO₂ к 2050 г. [106]. Ниже, в таблице 14 представлены более развернутые оценки потенциала полезного использования CO₂.

Топливо, полученное из CO₂, является привлекательным вариантом для декарбонизации поскольку его можно использовать в рамках

существующей транспортной инфраструктуры. Такое топливо также может найти применение в секторах, которые сложнее декарбонизировать, например, в авиации [107], поскольку углеводородные топлива обладают плотностью энергии, которая на порядки выше, чем у современных батарей [108]. Долгосрочное использование углеродных энергоносителей в чистой экономике с нулевым уровнем выбросов зависит от производства ВИЭ и от недорогого масштабируемого производства чистого водорода - например, посредством электролиза воды или с помощью новых альтернативных методов.

Рисунок 18 – Потенциал полезного использования CO₂



Источник: IEA, Putting CO₂ to Use Creating value from emissions, 2019

Таблица 14 - Потенциал полезного использования CO₂

	Потенциал полезного использования млн т/г	год
Hepburn, C., Adlen, E., Beddington, J. et al., 2019	8900	2050
Химикаты	600	2050
МУН	1800	2050
Синтетические топлива	4200	2050
Микроводоросли	900	2050
Бетонные строительные материалы	1400	2050
МЭА 2019	6000	2035
The Global CO₂ Initiative (2016)	7152	2030
Материалы	3600	2030
Топлива	2100	2030
Цемент	1400	2030
Метанол	50	2030
Полимеры	2	2030
Naims, H. , 2016	10000	2035
DNV 2011	18701	2035
Биотоплива	400	2035
Химикаты	700	2035
Материалы	1600	2035
МУН	16000	
Armstrong and Styring, 2015	1,34	2030

Источники: Hepburn, C., Adlen, E., Beddington, J. et al. The technological and economic prospects for CO₂ utilization and removal. Nature 575, 87–97 (2019). <https://doi.org/10.1038/s41586-019-1681-6>, IEA, Putting CO₂ to Use Creating value from emissions, 2019, Naims, H. Economics of carbon dioxide capture and utilization—a supply and demand perspective. Environ Sci Pollut Res 23, 22226–22241 (2016). <https://doi.org/10.1007/s11356-016-6810-2>, Carbon Dioxide Utilization Electrochemical Conversion of CO₂ – Opportunities and Challenges, DNV 2011, Styring, P. and Armstrong, K. (2015) Assessing the potential of utilisation and storage strategies for post-combustion CO₂ emissions reduction. Frontiers in Energy Research, 3. 8.

ЭКОНОМИКА

Цепочка добавленной стоимости CCUS

В связи с необходимостью широкого развертывания CCUS по всему миру в последующие десятилетия важно четкое понимание его экономических аспектов. Стоимость CCUS может варьироваться в зависимости от области применения, местоположения и масштаба каждого источника CO₂. Развитие технологий также играет ключевую роль, как и опыт эксплуатации, полученный на объектах CCUS, которые работают сегодня. Общая стоимость CCUS складывается из затрат на:

- улавливание CO₂ в источнике выбросов - выделение CO₂ из газового потока с чистотой более 95%;
- обезвоживание и сжатие / сжижение CO₂ в зависимости от способа транспортировки;
- транспортировку CO₂ по трубопроводу, на судне или автомобиле;
- закачку CO₂, а также мониторинг хранимого CO₂.

Оценить фактическую стоимость CCUS сложно. Это в основном связано с:

- отсутствием эмпирических данных (в настоящее время в энергетическом секторе действуют только две полномасштабные

установки CCUS: Boundary Dam и Petra Nova [109, 110]);

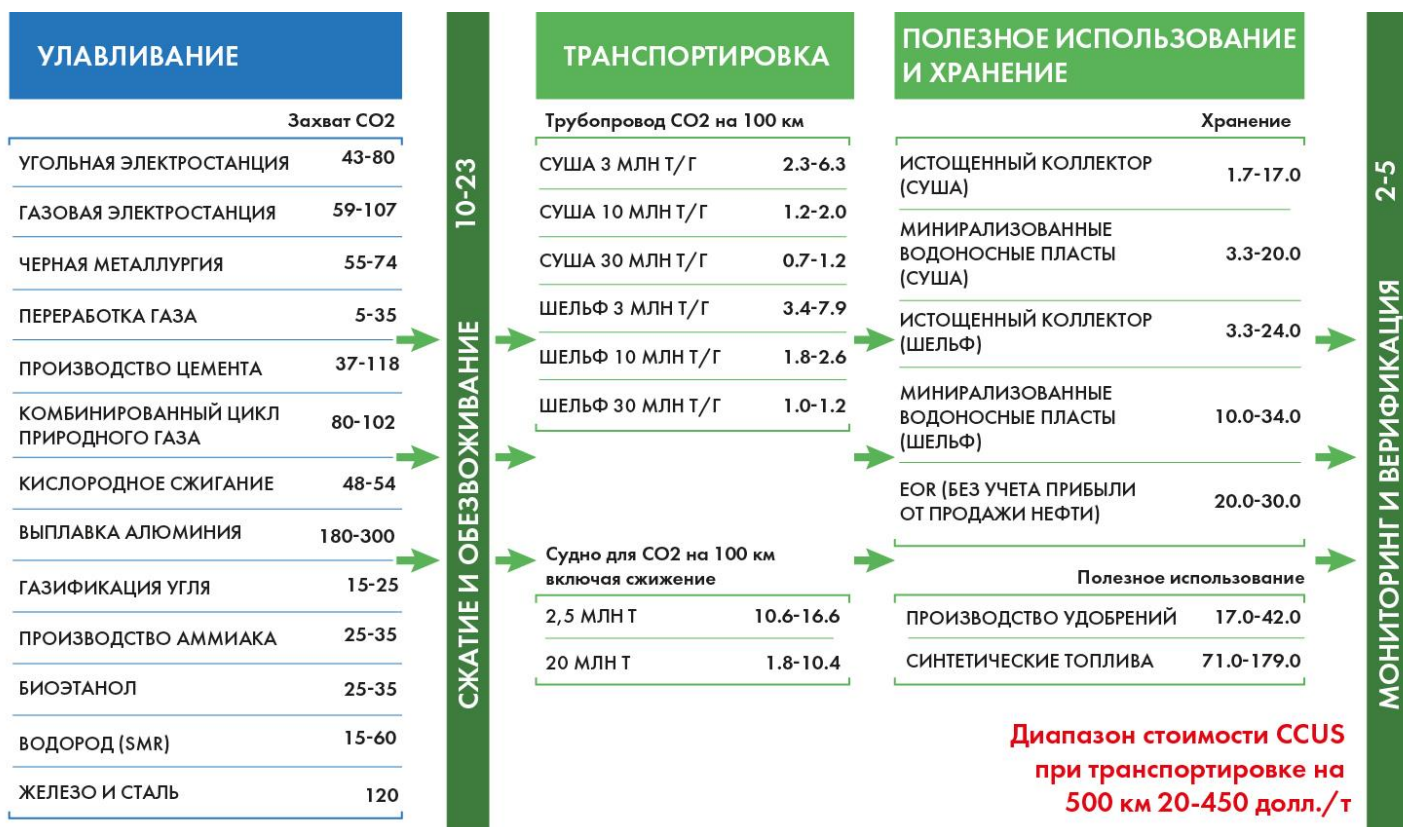
- сложностью выбора исходных условий при сравнении различных установок CCUS;
- различием курсов валют;
- разницей в стоимости из-за недоступности инфраструктуры транспортировки и хранения;
- а также разнообразием условий эксплуатации и процессов улавливания.

В данном разделе затраты будут указаны в долларах США за 2019 г. путем конвертации отдельных валют в доллары США с последующим учетом инфляции. Результаты анализа показывают большую вариативность среди источников при недостатке данных по конкретным процессам или технологиям захвата, и идентифицируют этап захвата CO₂ как самый дорогостоящий этап цепочки CCUS.

Анализ стоимостной цепочки CCUS дает нам весьма внушительный диапазон цен на CO₂, на сегодняшний день он составляет от 20 до 450 долл./т CO₂ [111, 112, 113, 114, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124] (Рисунок 19).

Стоимость полного цикла технологии CCUS находится в широком диапазоне от 20 до 450 долл./т CO₂

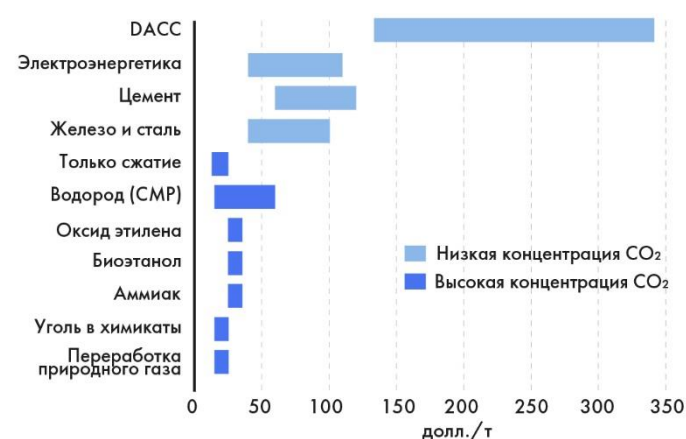
Рисунок 19 - Стоимостная цепочка технологий CCUS



Источник: составлено авторами по данным: G. Simbolotti, CO₂ capture and storage, IEA ETSAP, 2010 Technology Brief., European technology platform for zero emission fossil fuel power plants (ZEP), the costs of CO₂ capture, Transport and Storage (2011)., T. Fout, A. Zoelle, D. Keairns, M. Turner, M. Woods, N. Kuehn, V. Shah, V. Chou, L. Pinkerton, Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants - Volume 1a: Bituminous Coal (PC) and Natural Gas to Electricity - Revision 3, (2015)., Global CCS Institute, Economic assessment of carbon capture and storage technologies - 2011 update, WorleyParsons, Schlumberger, GCCS, 2011., N. Kuehn, K. Mukherjee, P. Phiamolis, L.L. Pinkerton, E. Varghese, M. Woods, Current and Future, E.S. Rubin, J.E. Davison, H.J. Herzog, The cost of CO₂ capture and storage, Int. J. Greenh. gas. Contr. 40 (2015) 378–400., M. Finkenrath, Cost and performance of carbon dioxide capture from power generation, International Energy Agency, 2011., Global CCS Institute, The Costs of CCS and Other Low -carbon Technologies, (2011)., L. Irlam, The costs of CCS and other low -carbon technologies in the United States - 2015 update, GCCS, 2015., GCCSI TECHNOLOGY READINESS AND COSTS OF CCS, 2021, ZEP Report The cost of subsurface storage of CO₂ ZEP memorandum, December 2019, Exploring Clean Energy Pathways: The Role of CO₂ Storage, IEA, Paris., 2019, Keraney, Carbon Capture Utilization and Storage Towards Net-Zero 2021

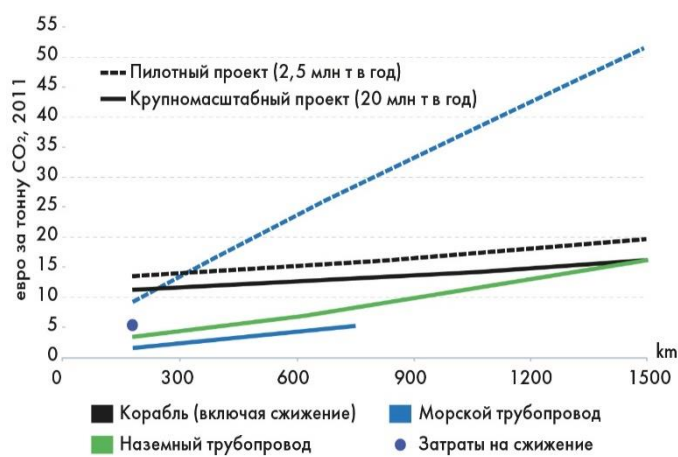
Стоимость улавливания составляет до 75% от общей стоимости CCUS, но может резко снизиться в случае, если захват происходит на производствах, где концентрация CO₂ очень высокая (95–100%), и где, по сути, требуется только сжатие. Например, на газовых месторождениях с высоким содержанием CO₂, который необходимо отделить от метана, или при производстве аммиака или водорода на установках по производству водорода на НПЗ. Стоимость зависит от парциального давления CO₂ в газах (и, следовательно, от концентрации CO₂ при атмосферном давлении): высокая концентрация обеспечивает прямое разделение и дешевое улавливание, тогда как низкие концентрации требуют дополнительного дорогостоящего этапа концентрирования CO₂ (Рисунок 20).

Рисунок 20 - Приведенная стоимость улавливания CO₂ по секторам и исходная концентрация CO₂, 2019 г.



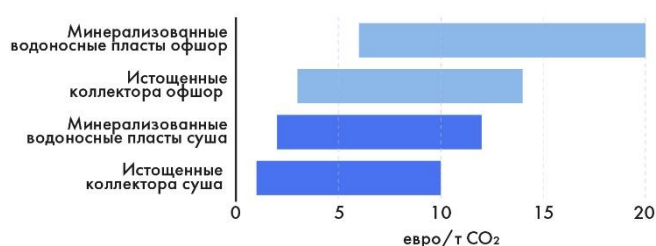
Источник: IEA Levelized cost of CO₂ capture by sector and initial CO₂ concentration, 2019, расчеты авторов

Рисунок 21 - Затраты на транспортировку CO₂



Источник: Kearney Energy Transition Institute, The Costs of CO₂ Transport: Post-demonstration CCUS in the EU, Zero Emission Platform 2011

Рисунок 22 - Диапазоны стоимости хранения CO₂



Источник: Zero Emission Platform, IEAGHG, The Costs of CO₂ Storage, 2011

Затраты на транспортировку и хранение составляют до 25% от общей стоимости CCUS. Стоимость транспортировки зависит от используемой технологии (трубопроводы, судно, грузовики) и от объемов перевозки (Рисунок 21).

Морские трубопроводы конкурентоспособны для больших объемов и относительно небольших расстояний, в то время как морские перевозки предпочтительнее для пилотных проектов и на очень большие расстояния.

Стоимость хранения определяется характером коллектора (минерализованный водоносный слой или истощенное нефтегазовое месторождение), его доступностью (на суше или на море), наличием инфраструктуры (например, скважины) и физическими характеристиками коллектора (размер, пористость, проницаемость, давление) (Рисунок 22).

Хранение в наземных истощенных нефтяных и газовых месторождениях является самым дешевым, особенно если существующие скважины можно использовать повторно, но их емкость для хранения ограничена.



Затраты на предотвращение выбросов CO₂

Капитальные затраты на CCUS подразумевают капитальные инвестиции от сотен миллионов долларов, до нескольких миллиардов долларов, в то время как капитальные вложения в другие источники чистой энергии, такие как ветровая и солнечная, требуют меньших затрат. Однако капитальные затраты не являются эффективным критерием для оценки того, является ли технология сокращения выбросов дорогостоящей, поскольку они не отражают истинную стоимость сокращения выбросов. Фактически, существуют разные способы определения затрат на CCUS, включая стоимость предотвращения выбросов CO₂. [125] На данный момент существует несколько стоимостных индикаторов для CCUS [126]:

1. Приведенная стоимость электроэнергии (Levelized cost of electricity, LCOE). Термин «приведенная стоимость электроэнергии» широко используется для определения удельных затрат на производство электроэнергии (в долл. / МВтч) в течение срока службы электростанции. LCOE отражает все затраты, необходимые для строительства и эксплуатации электростанции в течение срока ее жизни, нормированные на общую выработанную чистую электроэнергию. LCOE — это постоянное значение в долл./МВтч для каждого произведенного МВтч. Такой приведенный показатель позволяет проводить сравнения между технологиями с течением времени. LCOE также используется для расчета стоимости предотвращения выбросов CO₂;
2. Стоимость предотвращения выбросов CO₂. Использует уровни выбросов CO₂ и значения LCOE для объектов с CCUS и без CCUS, «стоимость предотвращения выбросов CO₂» является общей мерой затрат, наиболее часто используемой в исследованиях экономики 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). Математически это можно определить, как:

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

Где,

LCOE - нормированная стоимость производства электроэнергии (\$ / МВтч),

тCO₂ / МВтч = массовый уровень выбросов CO₂ в атмосферу в тоннах на МВтч (на основе чистой мощности каждой электростанции),

а индексы «CCUS» и «ref» относятся к установкам с CCUS и без них, соответственно.

Стоимость предотвращения выбросов CO₂ должна включать всю цепочку процессов CCUS (улавливание, транспортировку и хранение), поскольку выбросов в атмосферу невозможно избежать, если / пока уловленный CO₂ не будет навсегда изолирован.

3. Стоимость уловленного CO₂. Эта мера исключает затраты на транспортировку и хранение CO₂, поскольку ее задача в том, чтобы количественно оценить только затраты на улавливание (производство) CO₂ в качестве товара, востребованного коммерческими рынками. Таким образом, в количественном отношении стоимость уловленной тонны CO₂ всегда меньше, чем стоимость предотвращенной тонны CO₂.

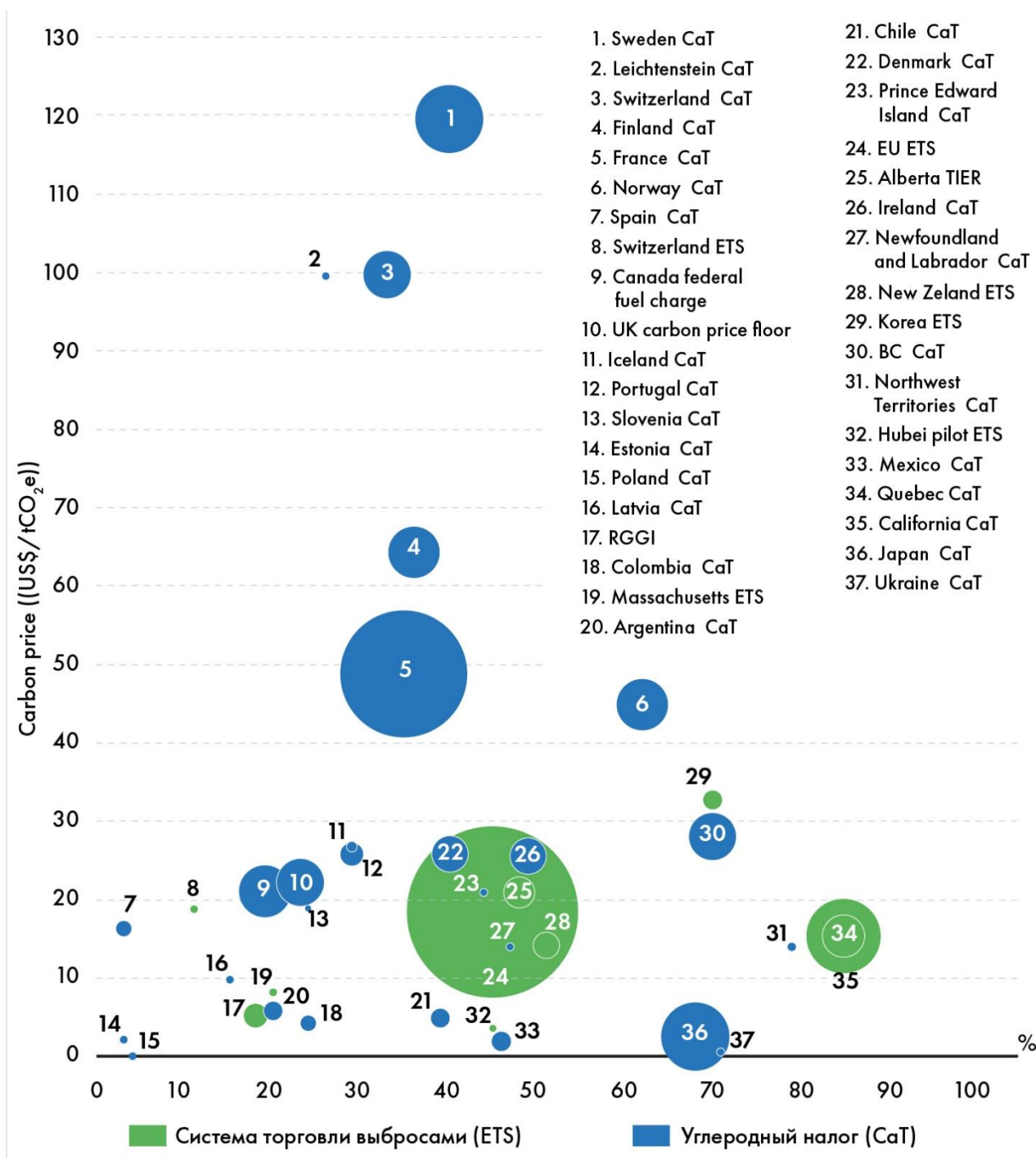
Понимание различий в подходах к расчету стоимости CO₂ важно при сравнении и анализе данных.

Экономика и технологии определяют рынок CCUS

По данным Всемирного банка, по состоянию на декабрь 2020 г. 127 стран, 823 города, 101 регион и 1541 компания взяли на себя обязательства по декарбонизации своей деятельности к середине

XXI века. В 2020 г. средняя стоимость CO₂ в мире составляла меньше 10 долл./т CO₂ [127], тем не менее, в ряде стран, например, в Швеции, Швейцарии, Финляндии, Норвегии, Франции, Канаде и Корее, стоимость CO₂ уже сегодня делает некоторые CCUS-проекты рентабельными (Рисунок 23).

Рисунок 23 - Цена углерода, доля охваченных выбросов и доходы от ценообразования на углерод от реализованных инициатив по установлению цен на выбросы углерода

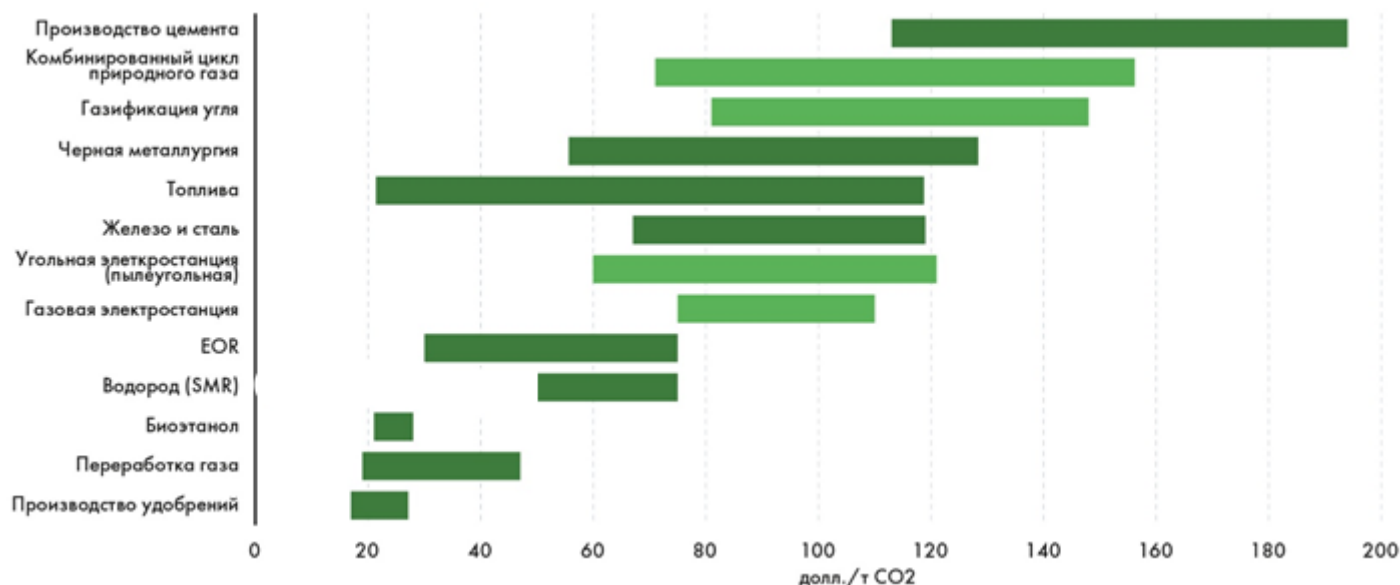


Источник: World Bank. "State and Trends of Carbon Pricing 2020" (May), World Bank, Washington, DC. Doi: 10.1596/978-1-4648-1586-7.

Что наиболее важно, существуют определенные отрасли, в которых CCUS может помочь в декарбонизации, причем для некоторых из этих отраслей (например, переработка природного газа, производство этанола и удобрений), затраты

начинаются с 20 долларов за тонну CO₂. Как правило, не все системы улавливания углерода одинаковы с точки зрения затрат, и чем выше чистота CO₂ в потоке отходящих дымовых газов, тем ниже стоимость улавливания (Рисунок 24).

Рисунок 24 – Стоимость предотвращения CO₂ с использованием технологий CCUS



Источники: Global CCUS Institute. 2017. Global Cost Update. <https://www.globalCCUSinstitute.com/archive/hub/publications/201688/global-CCUS-cost-updatev4.pdf>, G. Simbolotti, CO₂ capture and storage, IEA ETSAP, 2010 Technology Brief., European technology platform for zero emission fossil fuel power plants (ZEP), the costs of CO₂ capture, Transport and Storage (2011)., T. Fout, A. Zoelle, D. Keairns, M. Turner, M. Woods, N. Kuehn, V. Shah, V. Chou, L. Pinkerton, Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants - Volume 1a: Bituminous Coal (PC) and Natural Gas to Electricity - Revision 3, (2015)., Global CCUS Institute, Economic assessment of carbon capture and storage technologies - 2011 update, WorleyParsons, Schlumberger, GCCUS, 2011., N. Kuehn, K. Mukherjee, P. Phiamolis, L.L. Pinkerton, E. Varghese, M. Woods, Current and Future, E.S. Rubin, J.E. Davison, H.J. Herzog, The cost of CO₂ capture and storage, Int. J. Greenh. gas. Contr. 40 (2015) 378–400., M. Finkenrath, Cost and performance of carbon dioxide capture from power generation, International Energy Agency, 2011., Global CCUS Institute, The Costs of CCUS and Other Low-carbon Technologies, (2011)., L. Irlam, The costs of CCUS and other low-carbon technologies in the United States - 2015 update, GCCUS, 2015., GCCUSI TECHNOLOGY READINESS AND COSTS OF CCUS, 2021, ZEP Report The cost of subsurface storage of CO₂ ZEP memorandum, December 2019, Exploring Clean Energy Pathways: The Role of CO₂ Storage, IEA, Paris., 2019

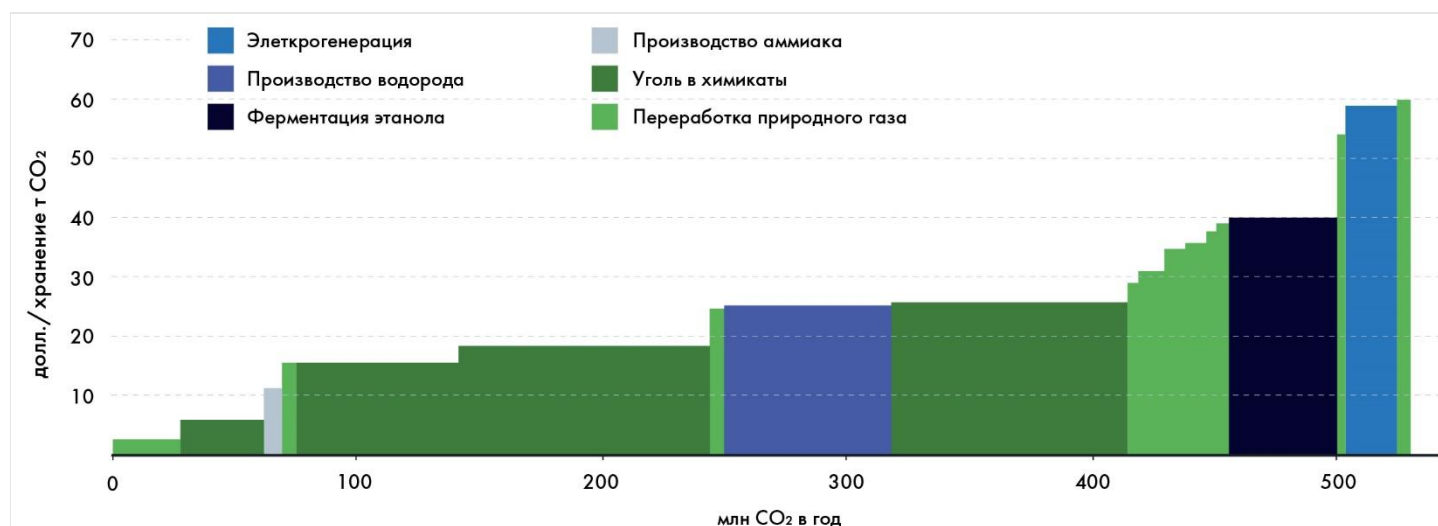
В ближайшее десятилетие мир потенциально может улавливать, хранить и использовать около 550 млн т CO₂ в год при цене за тонну CO₂ ниже 40 долл./т CO₂ (450 млн т может быть отправлено на хранение и еще 100 млн т может быть полезно использовано)

Согласно подсчетам МЭА [128], до 450 млн т углекислого газа в год можно улавливать для хранения по цене менее 40 долларов за тонну CO₂ (Рисунок 25). Этот CO₂ будет поступать в основном с промышленных предприятий и предприятий по производству этанола, и обработки водорода, и природного газа. Таким образом, ранние инвестиции в CCUS могут существенно сократить выбросы по конкурентоспособной цене, обеспечивая при этом опыт и инфраструктуру, которые

в свою очередь помогут значительно снизить выбросы CO₂ в других секторах промышленности, например, таких как черная металлургия и производство цемента.

Технологии полезного использования CO₂ также могут внести свой вклад в снижение выбросов уже сегодня, поскольку многие из них оказываются не только полезными с точки зрения снижения эмиссии, но и позволяют получать прибыль за продукцию - например, это добыча нефти с использованием закачки CO₂ (CO₂-EOR) или производство удобрений. Технологии CO₂-EOR сейчас наиболее распространены в США, однако они имеют большой потенциал, в странах со значительной добычей нефти, например, в России, Китае, Саудовской Аравии, Великобритании, Норвегии, Бразилии, Канаде и др.

Рисунок 25 - Цены безубыточности для технологий CCUS в промышленном секторе



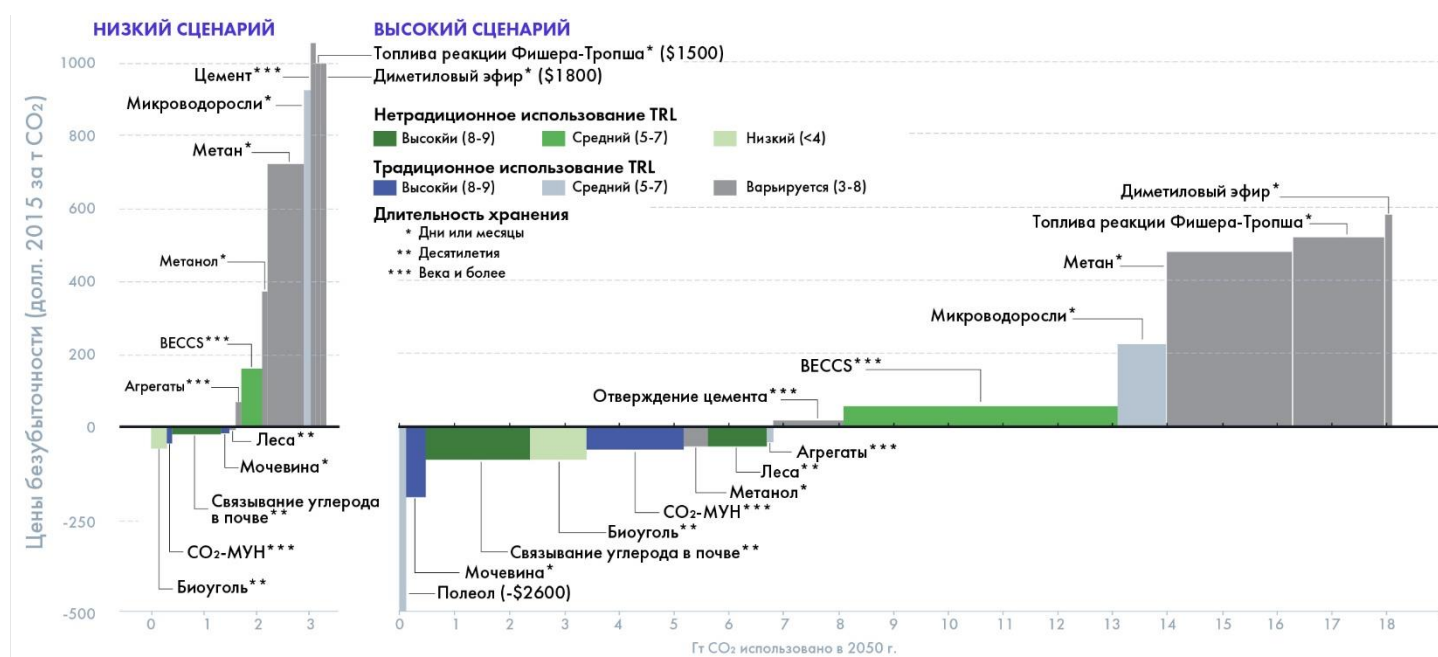
Источник: Transforming Industry through CCUS, IEA 2019

В целом, Hepburn, C., Adlen, E., Beddington, J. Et al [129]. оценивают потенциал по хранению и полезному использованию CO₂ традиционными методами (без учета природных поглотителей) при текущей технологической готовности примерно в 3 Гт CO₂ к 2050 г, или в 100 млн т CO₂ в год в среднем при цене ниже 40 долл./т CO₂ (Рисунок 26).

Таким образом, уже в ближайшее десятилетие мир потенциально может улавливать, хранить и использовать около 550 млн т CO₂ в год при цене

за тонну CO₂ ниже 40 долл. (450 млн т может быть отправлено на хранение и еще 100 млн т может быть полезно использовано). Отметим, однако, что это крайне оптимистичный сценарий, не учитывающий экономические, политические и социальные риски. Для того, чтобы данный показатель увеличивался, необходимо развитие технологий и их удешевление, на сегодняшний день без государственной поддержки CCUS не рентабельны.

Рисунок 26 - Кривая предложения для технологий использования CO₂



Звездочки обозначают продолжительность хранения: дни или месяцы (*), десятилетия (**) или столетия или более (***).

Источник: Hepburn, C., Adlen, E., Beddington, J. et al. The technological and economic prospects for CO₂ utilization and removal. Nature 575, 87–97 (2019). <https://doi.org/10.1038/s41586-019-1681-6>

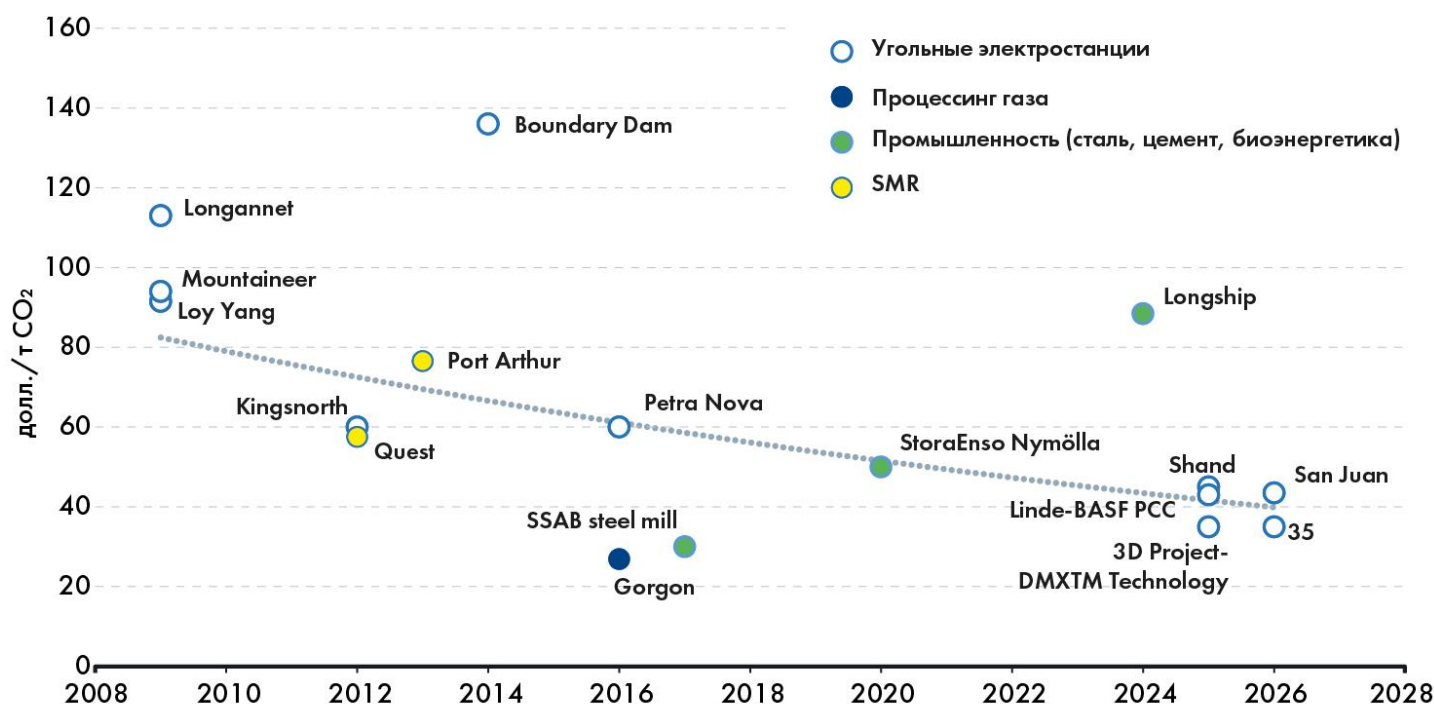
Без государственной поддержки CCUS-проекты не рентабельны

В отчете Global Status of CCS 2019 проанализирована траектория затрат на CCS на угольных электростанциях на основе ряда технико-экономических обоснований и предварительных инженерных и проектных исследований (FEED). Анализ показывает, что стоимость улавливания снизилась с более чем 100 долларов за тонну CO₂ на объекте Boundary Dam до менее чем 65 долларов за тонну CO₂ для объекта Petra Nova всего за три года. Последние исследования показывают, что затраты на улавливание (также с использованием систем улавливания на основе аминов) для предприятий, которые планируют

начать работу в 2024-28 гг., составляют около 43 долларов за тонну CO₂. Новые технологии в масштабе пилотных заводов предполагают затраты на улавливание около 40 долларов за тонну CO₂ [130] (Рисунок 27).

При этом кривая обучения пока просматривается только для установок на угольных станциях, как наиболее распространенных. Снижение затрат происходит за счет улучшения растворителей, и новых технологий улавливания, не основанных на растворителях, а также улучшенных методов сжатия CO₂, экономии на масштабе и стандартизации процесса. По другим отраслям, таким как производство водорода или промышленности, малое количество проектов и еще меньший объем открытых данных не позволяют проанализировать текущее положение.

Рисунок 27 - Затраты на захват CO₂ в различных отраслях



Источник: Global CCS Institute 2019, Belonna, Norway's Longship CCS project, 2020, <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/201688/global-ccs-cost-updatev4.pdf>, https://ieefa.org/wp-content/uploads/2018/11/Holy-Grail-of-Carbon-Capture-Continues-to-Elude-Coal-Industry_November-2018.pdf, https://ccsknowledge.com/pub/documents/publications/Shand%20CCS%20Feasibility%20Study%20Public%20_Full%20Report_NOV2018.pdf, https://www.cmu.edu/epp/iecm/rubin/PDF%20files/2019/2019_r01_Proceedings_%206th%20CCS%20Cost%20Network%202019%20Workshop.pdf, <https://www.sintef.no/contentassets/39f1dfcc7a80403580f5f784e16484a2/final-report-co2stcap.pdf>, <https://www.oecd-ilibrary.org/docserver/5k3wb8f6tt5f-en.pdf?expires=1625032344&id=id&accname=guest&checksum=3C7A5942DB274C29BC2DB4DAB14BCB7C>, <https://www.osti.gov/servlets/purl/1437618>, https://ukccsrc.ac.uk/sites/default/files/documents/content_page/Quest%20CCS%20Project%20Costs%20-%20IEA%20GHG.pdf, https://county17.com/wp-content/uploads/sites/25/2020/09/eenews_DOE_CCUS_report.pdf

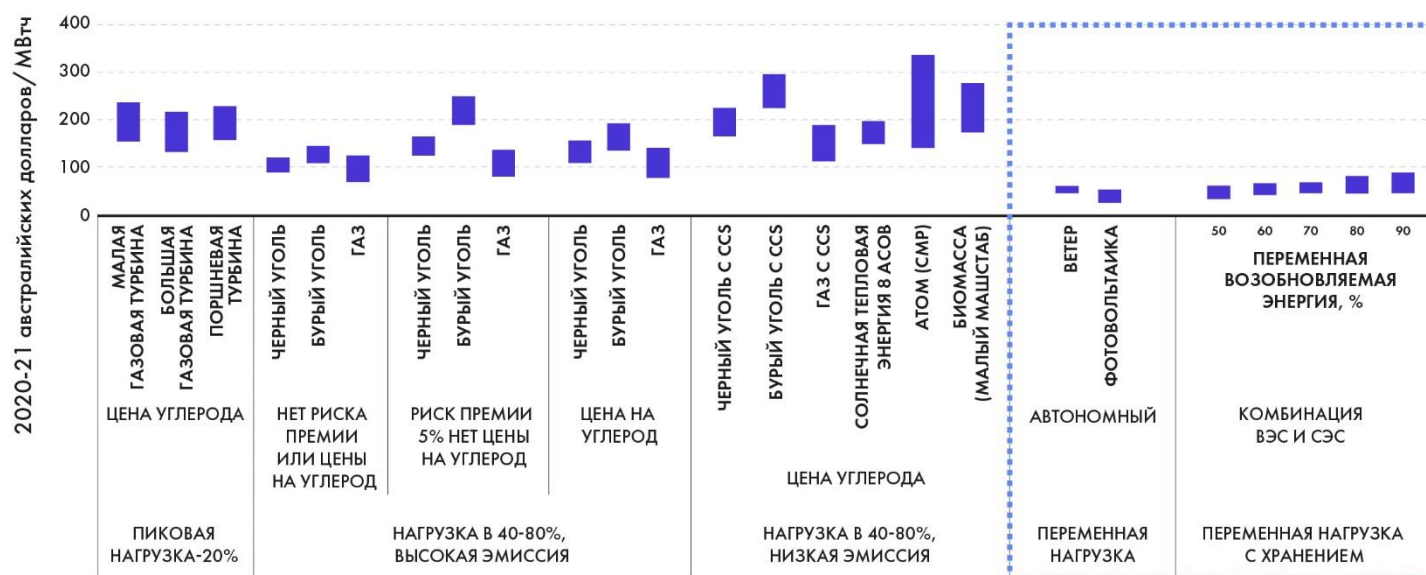
Важно помнить, что технологии CCUS являются одним из возможных путей декарбонизации, а это означает, что они вступают в конкуренцию с другими технологиями, такими как ВИЭ, атомными станциями, использованием биотоплив.

В электрогенерации, по прогнозам, строительство новых станций на ВИЭ будет намного выгоднее, чем строительство новых угольных или газовых электростанций с использованием CCS (Рисунок 28). Тем не менее, миру по-прежнему будут необходимы и другие технологии. Растущая доля энергии от возобновляемых источников энергии 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 тонны 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 ВЭС и СЭС⁶ (Рисунок 29).

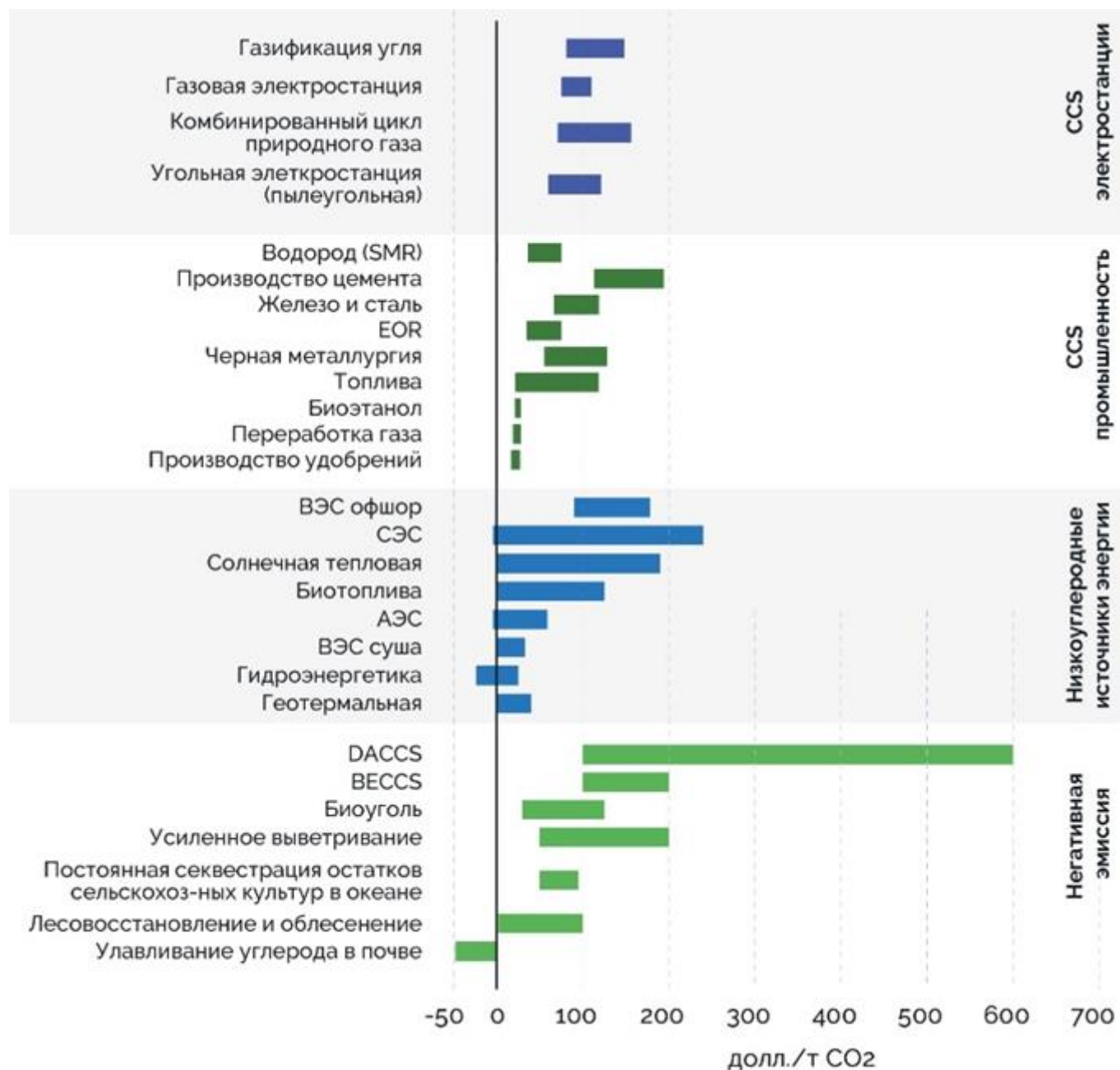
Рисунок 28 - Расчетный LCOE по технологиям и категориям на 2030 г.



Источник: Graham, P., Hayward, J., Foster J. and Havas, L. 2020, GenCost 2020-21: Consultation draft, Australia.

⁶ Важно отметить, что затраты на ВЭС и СЭС сильно колеблются в виду географических параметров их местонахождения

Рисунок 29 - Стоимость предотвращения CO₂ с помощью CCUS для различных секторов (предотвращенные выбросы CO₂ долл./т CO₂, исходя из текущих оценок затрат)



Источник: Global CCS Institute. 2017. Global Cost Update. <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/201688/global-ccs-cost-updatev4.pdf>, G. Simbolotti, CO₂ capture and storage, IEA ETSAP, 2010 Technology Brief., European technology platform for zero emission fossil fuel power plants (ZEP), the costs of CO₂ capture, Transport and Storage (2011)., T. Fout, A. Zoelle, D. Kearns, M. Turner, M. Woods, N. Kuehn, V. Shah, V. Chou, L. Pinkerton, Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants - Volume 1a: Bituminous Coal (PC) and Natural Gas to Electricity - Revision 3, (2015)., Global CCS Institute, Economic assessment of carbon capture and storage technologies - 2011 update, WorleyParsons, Schlumberger, GCCS, 2011., N. Kuehn, K. Mukherjee, P. Phiamolis, L.L. Pinkerton, E. Varghese, M. Woods, Current and Future, E.S. Rubin, J.E. Davison, H.J. Herzog, The cost of CO₂ capture and storage, Int. J. Greenh. gas. Contr. 40 (2015) 378–400., M. Finkenrath, Cost and performance of carbon dioxide capture from power generation, International Energy Agency, 2011., Global CCS Institute, The Costs of CCS and Other Low-carbon Technologies, (2011)., L. Irlam, The costs of CCS and other low-carbon technologies in the United States - 2015 update, GCCS, 2015., GCCSI TECHNOLOGY READINESS AND COSTS OF CCS, 2021, ZEP Report The cost of subsurface storage of CO₂ ZEP memorandum, December 2019, Exploring Clean Energy Pathways: The Role of CO₂ Storage, IEA, Paris., 2019, Kearney Energy Transition Institute

РЕГУЛИРОВАНИЕ

Обзор международной практики стимулирования CCUS

Проекты CCUS на сегодняшний день являются чрезвычайно капиталоемкими и, при отсутствии эффективных мер по регулированию отрасли или прямой государственной поддержки, трудно-реализуемыми. По оценке Центра глобальной энергетической политики Колумбийского университета, стоимость установки оборудования по улавливанию CO₂ для угольной электростанции составляет \$1,8 млн за 1 МВт, а для газовой электростанции комбинированного цикла - \$0,8 млн за 1 МВт [131]. Таким образом, для угольной электростанции мощностью 800 МВт стоимость проекта может составлять \$1,4 млрд, а для газовой электростанции аналогичной мощности - \$640 млн. Разумеется, это крайне значительные капитальные затраты, чтобы изыскивать их исключительно за счёт инвестиционных программ компаний.

Основой реализации CCUS проектов по-прежнему является наличие рынка углеродных единиц. Как уже отмечалось ранее, по данным Всемирного Банка, цены на единицы углеродных выбросов введены в 45 национальных и 35 местных (провинции, штаты, города) юрисдикциях, которые ответственны за выбросы 11,65 млрд т CO₂ или 21,5% от глобальных эмиссий [132].

Основой реализации CCUS проектов по-прежнему является наличие рынка углеродных единиц

Помимо наличия рынка CO₂, в мире накоплен достаточный международный опыт других мер по стимулированию таких проектов.

Например, в США поддержка CCUS проектов осуществляется в форме снижения налогового бремени за счет получения компаниями т.н. углеродных кредитов (используется налоговый вычет по форме 45Q). Так, согласно последним поправкам, компания может претендовать на \$120 за тонну CO₂, если реализует проект по прямому захвату углерода из атмосферы для его последующего хранения в геологических формациях, и на \$75 за тонну CO₂ при улавливании CO₂ и его последующем использовании для повышения нефтеотдачи пластов (предыдущая редакция

закона предусматривала налоговый кредит в размере \$50/тонну в случае хранения уловленного CO₂ и \$35/тонну в случае использования CO₂ для МУН).

История поддержки CCUS-проектов в США насчитывает не один десяток лет. Первые инициативы по налоговой поддержке третичных методов увеличения нефтеотдачи появились ещё в 1979 г. В 1986 г. была принята Налоговая инициатива по поддержке МУН на федеральных землях, после чего начался стремительный рост использования CO₂ для повышения нефтеотдачи. В рамках этой инициативы нефтяные компании получали 15%-ный налоговый кредит на все затраты, связанные с установкой оборудования по закачке CO₂ в пласт, закупке и непосредственной закачке CO₂. Также существуют местные налоговые инициативы (на уровне отдельных штатов) по поддержке третичных МУН, включая закачку CO₂ в пласт. Например, в штате Техас производители пользуются сниженными ставками на НДС, если используют CO₂ для МУН [133].

В Европе главным стимулом остается европейская система торговли выбросами (EU ETS) и национальные системы регулирования. Так, например, существовавшая в Норвегии система регулирования выбросов CO₂ позволила ещё в 1996 г. реализовать проект улавливания и хранения CO₂ на месторождении Sleipner, причем с выгодой для оператора проекта. Однако и прямые государственные инвестиции играют важнейшую роль. Так, первый в мире трансграничный проект хранения CO₂ – проект Northern Lights на норвежском шельфе – профинансирован из правительственных фондов на 75%, и только оставшаяся четверть приходится на вклад компаний-операторов (государственное финансирование составит \$1,19 млрд, а вся стоимость проекта - \$1,63 млрд).

В Китае после десятилетней подготовки в 2021 г. заработала система торговли выбросами на эмиссии CO₂. Ранее с 2013 г. шёл период отработки схем торговли выбросами – пилотные зоны были созданы в ряде городов, включая Пекин, Шанхай, Шэньчжэнь и др. В настоящее время стоимость единиц выбросов в Китае составляет порядка \$8 за тонну. Для сравнения, в Европе стоимость единиц выбросов – составляет свыше \$60 за тонну, в Калифорнии – порядка \$25 за тонну [134]. Текущий уровень цен в рамках китайской системы

торговли выбросами слишком низок для развития CCUS проектов в рамках естественной коммерческой логики.

Бизнес-модели реализации проектов CCUS

В мире используются различные бизнес-модели реализации CCUS-проектов. Наиболее простой является реализация двустороннего проекта, когда в нём задействована, например, нефтегазовая компания и государство в лице специальных фондов по поддержке таких проектов. Также распространённой является практика создания консорциума, где участники определяются исходя из их специализации (например, транспортный оператор, оператор хранилища, непосредственно сам производитель CO₂ и т.д.). В случае создания консорциума по реализации проекта CCUS возникает риск задержки или отмены проекта, если один из участников решит из него выйти, однако для отдельной компании, безусловно, привлечение партнёров снижает финансовое бремя (Таблица 15).

Формой реализации крупных проектов CCUS-хабов является привлечение разных производителей CO₂ (металлургов, производителей цемента, НПЗ и др.) под эгидой одного проекта с использованием недискриминационного и прозрачного доступа к транспортной инфраструктуре и хранению CO₂ [135].

Хаб или кластер CCS объединяет несколько источников выбросов углекислого газа (CO₂) и / или несколько мест хранения с использованием общей транспортной инфраструктуры, что позволяет использовать эффект масштаба. Хабы и кластеры имеют несколько преимуществ по сравнению с точечными проектами. Первое — это снижение затрат и рисков для потенциальных проектов CCS. Второе — это возможность в рамках масштабных хабов/кластеров улавливать CO₂ на небольших промышленных предприятиях, которое не было бы рентабельно как самостоятельный проект [135].

В настоящее время определена концепция реализации проектов CCUS-хабов в Великобритании (Net Zero Teeside), Норвегии (Northern Lights/Longship), Нидерландах (район Роттердама) и на северо-востоке Китая. Кроме того, в стадии концептуального проектирования находятся проекты в США (штаты Техас и Луизиана), Канаде и Италии [136].

Развитие общей инфраструктуры – важный стимул для новых инвестиций. Например, разработка проекта хранения CO₂ Northern связана с потенциальным развитием по меньшей мере девяти предприятий по улавливанию в Европе,

включая четыре цементных завода и сталелитейный завод. Планы по оснащению этих объектов системой улавливания CO₂, вероятно, не были бы реализованы в отсутствие потенциального решения для хранения CO₂.

Операционная доходность проектов CCUS может обеспечиваться в рамках разных подходов. Например, может использоваться модель, аналогичная газовой отрасли, когда компания-оператор берет плату за услуги по транспортировке и хранению CO₂ (согласно последним оценкам, стоимость транспортировки и хранения CO₂ может составлять \$4-45 за тонну CO₂ в различных регионах мира [137]).

Анализ проектов и их бизнес-моделей показал, что можно выделить 5 основных бизнес-моделей при реализации проектов CCUS:

1. Интеграционная (проект управляется эмитентом);
2. Партнерство (СП, консорциум);
3. Контрактное соглашение (оплата у ворот);
4. Кластерный подход;
5. Плата за транспортировку и хранение.

Потенциальные регуляторные ограничения. Обзор международной практики регулирования и сертификации проектов CCUS, включая требования по мониторингу

Главной движущей силой для реализации проектов CCUS сегодня являются системы торговли квотами на выбросы CO₂ и адекватно высокий уровень цен на CO₂. Отсутствие механизмов торговли выбросами фактически ставит проект в ряд демонстрационных. Помимо этого, главного фактора сохраняются вызовы для реализации проектов и со стороны несовершенного на сегодняшний день правового регулирования.

Некоторые низкоуглеродные инициативы (Таблица 16), которые могут стимулировать CCUS, включают Пакет «Чистая энергия будущего» (Clean Energy Future Package) в Австралии, Региональную инициативу по парниковым газам (Regional Greenhouse Gas Initiative) в США, Западную климатическую инициативу (Western Climate Initiative) (Британская Колумбия, Манитоба, Онтарио, Квебек и Калифорния), Рамочный закон о низкоуглеродном и Зеленом росте (Framework Act on Low Carbon and Green Growth) в Копенгагене, Общий закон об изменении климата в Мексике (General Law on Climate Change), Национальную политику в отношении изменения климата в Бразилии (National Policy on Change) [138].

Таблица 15 - Бизнес-модели проектов CCUS

Модель	Захват	Транспорт	Хранение	Использование	Комментарии	Пример
Интеграционная (проект управляется эмитентом)	Промышленные или энергетические компании		Государство	Компании-потребители CO ₂	Один владелец проекта: высокий уровень контроля, отсутствие проблем с координацией, снижение транзакционных издержек. Подходит только для крупных нефтегазовых компаний или очень крупных коммунальных предприятий.	Демонстрационный проект комплексного улавливания и хранения углерода в Янчэне Проект CCUS электростанции Шэнли Синорес.
Партнерство (СП, консорциум)	Электростанция	Транспортный оператор	НГ компании		Модель СП основана на партнерстве между промышленной / энергетической компанией и внешними пользователями CO ₂ или консультантами по хранению. В этой модели промышленная компания может нести ответственность за расходы и операции по улавливанию CO ₂ , но транспортировка и хранение будут управляться совместно, что приведет к более справедливому распределению рисков и доходов.	Проект Quest CCUS, норвежский проект Snøhvit CO ₂ Storage, Проект CCUS на нефтяном месторождении Petrobras Lula в Бразилии и проект хранилища CO ₂ в Алжире в Салахе
Контрактное соглашение (pay at the gate)	Эмитент	Транспортный оператор	Проект EOR – 1 Проект EOR – 2 Проект EOR – 3	Проект полезного использования – 1 Проект полезного использования – 2 Проект полезного использования – 3	Оператор CCUS несет расходы на улавливание, транспортировку и хранение оборудования и связанные с ним расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание (O&M), в то время как пользователь CO ₂ покрывает расходы на закупку CO ₂ и затраты на оборудование для полезного использования и его эксплуатацию.	Завод по газификации Coffeyville, завод по производству синтоплива в Great Plains, канадская компания Weyburn-Midale проект США Enid Fertilizer CO ₂ -EOR
Кластерный подход	Эмитент – 1 Эмитент – 2 Эмитент – 3	Совместное предприятие под государственным контролем			Общая инфраструктура для транспортировки и хранения снижает первоначальные капитальные затраты Участие государственных органов способствует общественному признанию Не подходит для стадии ранней демонстрации проекта	Zero Carbon Humber (ZCH), Net Zero Teesside (NZT), Northern Endurance Partnership (NEP), Longship / Northern Lights, Oil Sands Pathways to Net Zero
Плата за транспортировку и хранение	Промышленная / энергетическая компания (находится за периметром бизнес-модели)	Гос. лицензия	Частные компании		В этой модели третья сторона несет ответственность только за транспортную часть цепочки CCUS. Промышленная / энергетическая компания отвечает за улавливание CO ₂ , в том числе покрывает расходы на оборудование для улавливания и затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание, а также получает доход от продажи CO ₂ и торговли квотами на выбросы углерода. Имеет большую инвестиционную привлекательность (государственные субсидии и гарантированный возврат инвестиций). Конечные покупатели будут платить цену, установленную компанией.	Завод природного газа Валь-Верде и греческий проект Shute
					Владелец проекта (потенциально приемлемый для сокращения выбросов)	

Источники: Source: Kearney Energy Transition Institute, Muslemani, Hasan & Liang, Xi & Kaesehage, Kathi & Wilson, Jeffrey. (2020). Business Models for Carbon Capture, Utilization and Storage Technologies in the Steel Sector: A Qualitative Multi-Method Study. Processes. 8. 576. 10.3390/pr8050576, Yao, X.; Zhong, P.; Zhang, X.; Zhu, L. Business model design for the carbon capture utilization and storage (CCUS) project in China. Energy Policy. 2018, 121, 519–533, <https://www.equinor.com/en/news/20210317-low-carbon-hat-trick-uk.html>

Таблица 16 - Целый ряд стран уже ввели политику в области обращения с CO₂ как на федеральном, так и на уровне отдельных субъектов

Название программы	Описание программы	Дата внедрения	Цена CO ₂ *	Объем эмиссий, покрываемых программой
US 45Q Налоговый кредит	 Налоговый кредит на первые 12 лет после открытия: - Электростанции с улавливанием 500 тыс. т и выше; - Промышленные предприятия с выбросами менее 500 тыс. т и улавливанием как минимум 25 тыс. т; - Прямой захват из атмосферы (DAC) и другие установки по улавливанию 100 тыс. т	Начало в 2008 Пересмотр в 2018	К 2026 налоговый кредит (за тонну CO ₂): -\$20 → \$50 в случае хранения -\$10 → \$35 в случаях МУН -\$10 → \$35 в других случаях	63 млн т к маю 2019 г. Некоторые предприятия также получают стимулы в рамках Низкоуглеродного стандарта топлив Калифорнии (LCFS)
Закон Канады о ценообразовании на загрязняющие парниковые газы GGPPA (для провинций, в которых нет своего регулирования)	 Закон о ценообразовании на загрязняющие парниковые газы состоит из двух частей: - Плата за топливо для производителей и дистрибьюторов топлива - Плата в зависимости от мощности для производств с выбросами более 50 тыс. т в год	Начало в 2018 Пересмотр в 2020	2020: \$30/т 2023: \$50/т 2030: \$170/т	н/д
Национальная система торговли выбросами Китая	 Система торговли разрешениями на выбросы, покрывающая угольные и газовые электростанции	Фазы 1 и 2 (2017-2020) Фаза 3 (2021 -2025)	Стартовая цена ¥30/т (около \$4.6/т)	Выбросы CO ₂ от электростанций (порядка 3.5 млрд т CO ₂ в 2017)
Система торговли выбросами ЕС Фонд NextGen EU	 Система квот и торговли квотами на выбросы, покрывающая энергоемкие производства (электростанции и промышленные предприятия), а также все авиакомпании, работающие в Европе. Финансирование проектов в области CCS	Фазы 1 и 2 (2005-2012) Фаза 3 (2013 - 2020) Фаза 4 (2021-2030) Законодательство в области улавливания CO ₂	Цены устанавливаются на торгах: €66/т на начало октября 2022 г.	Порядка 45% всех выбросов CO ₂ в ЕС (порядка 1.7 млрд т CO ₂ в 2018)
Налог на углерод в Швеции	 Выбросы с энергоблоков, а также от топлив в моторах и в отопительных приборах, которые не покрываются европейской системой торговли квотами на выбросы	Начало в 1991	Цены повышаются каждый год \$137/т в 2022 г.	87% эмиссий Швеции покрыто либо европейской системой торговли выбросами, либо национальным шведским налогом на углерод (порядка 30.4 млн т CO ₂ в 2018)
Налог на углерод в Норвегии	 Для выполнения целей Парижского соглашения по сокращению выбросов на 50-65% к 2030 г. Правительство Норвегии предусматривает постепенный рост углеродного налога При этом углеродный налог компенсируется пропорциональным снижением других налогов	Начало в 1991 (более жесткая модель введена в 2021)	Предложение повысить налог на углерод до 2000 NOK (около € 190) за тонну CO ₂ эквивалента к 2030 г. с текущих NOK 590 за тонну CO ₂ эквивалента (около € 55)	Модель покрывает эмиссии в рамках системы торговли эмиссиями ЕС, и внесистемные эмиссии (например, транспорт, отходы, сельское хозяйство и некоторые другие источники)
Система торговли выбросами Великобритании	 Создана для замены системы торговли выбросами ЕС. Покрывает все эмиссии в рамках европейского аналога, а также полеты авиации внутри Великобритании	Начало в 2021 (после Брекзита)	Минимально £15/т	На 5% ниже предыдущей квоты Великобритании в рамках европейской системы (155млн т CO ₂ в 2021)

Источник: Kearney Energy Transition Institute.

Законодательство для проектов CCUS

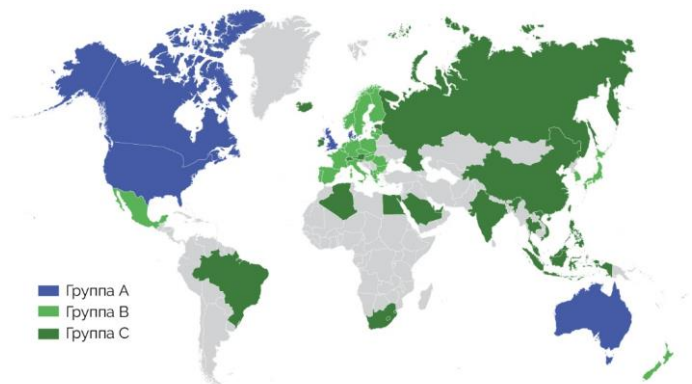
На сегодняшний день регулирование проектов CCUS в большинстве стран мира только формируется. По данным Global CCUS Institute, по состоянию на 2018 г., наиболее сформированное законодательство в области проектов CCUS было создано в Австралии, Канаде, Дании, Великобритании и США (Рисунок 30). В большинстве же стран, в том числе и в России, существующие законы либо совсем неприменимы к CCUS-проектам, либо применимы только в ограниченной степени (Рисунок 31).

Страны синего цвета – специализированное законодательство под проекты CCUS или возможность применения, существующего законодательства для большинства составляющих цикла реализации проекта CCUS;

Страны светло-зелёного цвета – специализированное законодательство под проекты CCUS или возможно применить существующее законодательство для некоторых составляющих цикла реализации проекта CCUS;

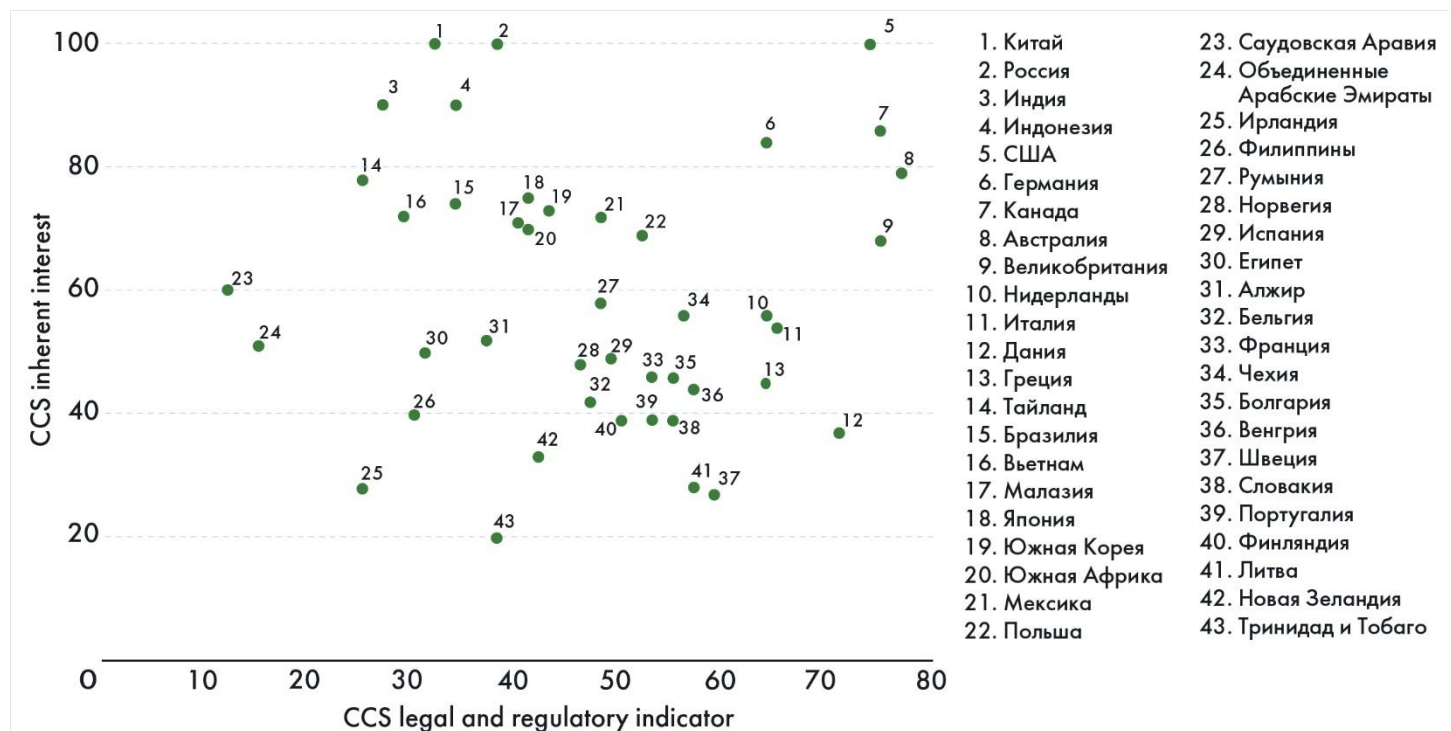
Страны зеленого цвета – отдельные специализированные законные акты или возможность применения отдельных законов для некоторых составляющих цикла реализации проекта CCUS.

Рисунок 30 - Наличие законодательства в области CCUS-проектов



Источник: Global CCUS Institute, CCUS Legal and Regulatory Indicator 2018.

Рисунок 31 - Интерес к CCUS-проектам и наличие релевантного законодательства в разных регионах мира



Источник: Global CCUS Institute, CCUS Legal and Regulatory Indicator 2018



Процесс получения разрешений для реализации CCUS-проекта может быть довольно сложным и многоступенчатым. При этом существующее законодательство далеко не всегда покрывает все компоненты цепочки по улавливанию и хранению CO₂. В качестве примера можно привести Канаду, где реализация проекта CCUS на море может потребовать согласования в целом ряде инстанций, и многие из них пока не имеют необходимых регулирующих актов для таких проектов (при этом, в целом, в Канаде одно из наиболее совершенных в мире законодательств для CCUS проектов) (Таблица 17).



Норвегия – европейский лидер в области проектов по закачке CO₂ в морские резервуары – также использует комплексное законодательство для регулирования проектов CCUS. Система регулирования в стране находится на продвинутой стадии, однако по отдельным аспектам регулирования и сегодня продолжается совершенствование законодательной базы.

Регулирование проектов CCUS в нефтегазовой отрасли:

- Закон о нефти и релевантное регулирование (необходима лицензия на производство, условия для транспортировки, хранения и мониторинга как часть одобренного Плана разработки и эксплуатации);
- Закон о контроле за загрязнениями и релевантное регулирование (разрешение на закачку CO₂, требования по составу транспортируемого CO₂, необходимость мониторинга);
- Закон о сборах за выбросы CO₂.

Норвегия участвует в Европейской системе торговли выбросами. «Захороненный» CO₂ не является «выброшенным», следовательно, нет необходимости платить за квоты для CCUS. В случае утечки CO₂ необходимо оплачивать все выброшенные в атмосферу объемы.

Регулирование проектов CCUS не в нефтегазовой отрасли:

- Завод по улавливанию CO₂ на суше:
 - Закон об энергии/Закон о планировке территории (Министерство транспорта)
- Строительство и эксплуатация CO₂ трубопровода:

- За регулирование отвечает Министерство нефти и энергетики, а за вопросы безопасности Министерство труда
- Разведка, разработка и эксплуатация оффшорного резервуара для постоянного хранения CO₂:
 - За регулирование отвечает Министерство нефти и энергетики, а за вопросы безопасности Министерство труда
- Разрешение на закачку CO₂ в резервуар на континентальном шельфе:
 - Закон о контроле за загрязнениями (Министерство окружающей среды и климата);

Также в регулировании участвуют Министерство нефти и энергетики и Министерство труда.



В США строительство и эксплуатация CCUS-проектов, а также транспортировка и хранение CO₂, в основном, регулируется на уровне законодательства отдельных штатов, полноценное федеральное законодательство отсутствует [139]. При этом федеральные ведомства имеют право вмешиваться в процесс согласования таких проектов, зачастую через своих коллег из инстанций на уровне штатов.

Юридическая фирма White & Case отмечает, что с точки зрения воздействия на окружающую среду проекты CCUS в США регулируются в рамках Национального закона о политике в области окружающей среды (National Environmental Policy Act) [139]. Правоприменение этого закона наиболее часто осуществляется через Министерство энергетики США, как крупнейшего государственного грантодателя в такие проекты. Юристы отмечают, что противники CCUS проектов могут также прибегать к инициации различных общественных слушаний по таким проектам. Процесс публичного комментирования предусмотрен законом и может существенно затормозить реализацию проекта. Закон об окружающей среде предусматривает многоступенчатую процедуру одобрения, включающую:

- Экологическую оценку;
- Отчёт о воздействии на окружающую среду (более тщательная оценка, включающая судебные слушания).

Если проект CCUS предполагается реализовать на водах или болотных угодьях, то проекту будет необходимо получение федеральных разрешений в рамках Закона о чистой воде (Clean Water Act).

Таблица 17 - Необходимые разрешения для реализации оффшорных CCUS-проектов в Канаде

Тип проекта	Место размещения	Необходимые разрешения	Регулирующий орган	Примечания
Установка по прямому захвату CO ₂ из атмосферы (DAC)	Территориальное море	Лицензия на морское дно (если платформа заякорена ко дну)	Министерство природных ресурсов Канады	Необходима разработка законодательства
		Разрешение по закону об открытых навигационных водах Канады	Министерство транспорта Канады	Законодательство существует. Необходимо оснащать объекты системами предупреждения для судов
	Эксклюзивная экономическая зона (континентальный шельф)	Лицензия на морское дно (если платформа заякорена ко дну)	Министерство природных ресурсов Канады	Необходима разработка законодательства
Трубопровод для поставок CO ₂	Территориальное море	Лицензия на морское дно	Министерство природных ресурсов Канады	Необходима разработка законодательства
		Одобрение в рамках Акта о регулировании энергетики Канады	Регулятор энергетики Канады	Работает процесс сертификации трубопроводов. В зависимости от мощности трубопровода и его расположения, до сертификации может потребоваться анализ влияния проекта на окружающую среду.
	Эксклюзивная экономическая зона (континентальный шельф)	Лицензия на морское дно	Министерство природных ресурсов Канады	Необходима разработка законодательства
		Одобрение в рамках Акта о регулировании энергетики Канады	Регулятор энергетики Канады	Работает процесс сертификации трубопроводов. В зависимости от мощности трубопровода и его расположения, до сертификации может потребоваться анализ влияния проекта на окружающую среду.
Закачка CO ₂	Эксклюзивная экономическая зона (континентальный шельф)	Лицензия на морское дно	Министерство природных ресурсов Канады	Необходима разработка законодательства
		Разрешение в рамках Акта о защите окружающей среды Канады	Министерство окружающей среды и изменений климата Канады	Акт о защите окружающей среды Канады не предусматривает разрешения на закачку CO ₂ в пласты в морских недрах. Необходимо изменение закона.

Источник: Romany M. Webb & Michael B. Gerrard, The Legal Framework for Offshore Carbon Capture and Storage in Canada, COLUMBIA PUBLIC LAW RESEARCH PAPER, FORTHCOMING (2021): https://scholarship.law.columbia.edu/faculty_scholarship/2744

В случае, если проект затрагивает какие-то исторические территории или объекты культурного наследия, то его реализация попадает под действия Национального закона о сохранении истории (National Historic Preservation Act).

Если проект планируется реализовать в местах обитания диких зверей и птиц, то его реализация попадает под действие Закона о сохранении исчезающих видов животных и птиц (Endangered Species Act); Закона об охране перелётных птиц (Migratory Bird Treaty Act); Закона о защите белоголового орлана и беркута (Bald and Golden Eagle Protection Act) и т.п. Кроме того, перед реализацией проекта необходимы консультации со Службой охраны рыболовства и диких животных.

Кроме того, операторы проекта хранилищ CO₂ должны предоставлять план по мониторингу, отчетности и верификации закачанного в резервуар CO₂ в Агентство по защите окружающей среды (EPA). После одобрения плана компании на ежегодной основе предоставляют в Агентство данные по объемам отправленного на хранение CO₂.

Кроме того, для реализации проекта необходимы «согласования в рамках Закона о безопасности питьевой воды (Safe Drinking Water Act). Для трубопроводов для CO₂ также необходимы получения разрешений от Администрации по безопасности трубопроводов и опасных материалов Министерства транспорта США.

Таким образом, реализация любого CCUS-проекта потребует множества согласований в различных ведомствах и инстанциях. Кроме того, в большинстве юрисдикций законодательная база для таких проектов не сформирована, а значит, его реализация может столкнуться с множеством юридически-спорных моментов и неопределенностей.

В большинстве юрисдикций законодательная база для проектов CCUS не сформирована, а значит, его реализация может столкнуться с множеством юридически-спорных моментов и неопределенностей

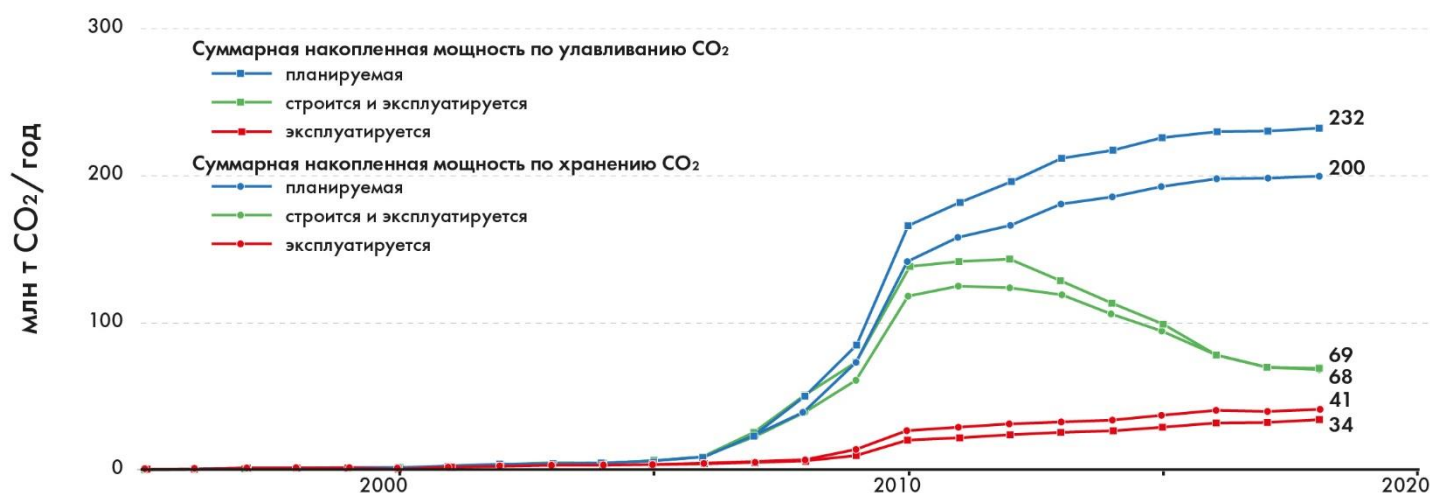


Почему проектов CCUS до сих пор так мало?

Главная критика технологии CCUS основывается на том, что несмотря на ее ультимативность и незаменимость в вопросах митигации изменения климата, которые были обоснованы еще в 2005 г. МГЭИК в специальном отчете по CCUS [140], бурного развития технология так и не получила. А когда в 2020 г. был закрыт крупномасштабный проект по улавливанию CO₂ на угольной электростанции Petra Nova в США, сомнений стало еще больше [141]. К примеру, текущий объем действующих мощностей CCUS значительно

расходится тем, который прогнозировался как необходимый для митигации климатических изменений (Рисунок 32). Так МЭА предполагает, что в 2040 г. необходимые мощности CCUS составят 2300 Мт CO₂ в год (Сценарий устойчивого развития [142]). Тогда как в 2019 г., через 14 лет после того как МГЭИК опубликовала специальный отчет по CCUS, в эксплуатации CCUS находится всего 34 Мт CO₂ в год, что составляет лишь 1% от запланированной мощности.

Рисунок 32- Нехватка мощностей CCUS



Источник: Nan Wang, Keigo Akimoto, Gregory F. Nemet, What went wrong? Learning from three decades of carbon capture, utilization and sequestration (CCUS) pilot and demonstration projects, Energy Policy, Volume 158, 2021

Каковы же основные причины такого отставания? В исследованиях выделяют несколько причин [143, 144]:

1. **Низкая доходность и непривлекательность для инвесторов.** Государственное финансирование, включая гранты и прямое владение государственными предприятиями, преобладает в инвестициях в CCUS, в то время как инвестиции частного сектора не используются в полной мере. Опыт показывает, что движущие силы бизнеса и мобилизация нескольких методов финансирования имеют решающее значение для успешных проектов CCUS.

Однако проекты CCUS обычно характеризуются низкой или отрицательной внутренней нормой доходности (IRR) и высокой пороговой рентабельностью, что затрудняет привлечение кредитов коммерческих банков и выполнение требований существующих вариантов финансирования, таких как собственный капитал и заемные средства.

Успешные промышленные проекты, например, организовали продажу уловленного CO₂ для увеличения нефтеотдачи. Единственный успешный промышленный проект по выбору специального геологического хранилища - на заводе по производству этанола Archer

Daniels Midland в Декейтере, штат Иллинойс, - получил существенную поддержку в виде авансовых денежных грантов в рамках программы Министерства энергетики США по улавливанию и хранению промышленного углерода.

В настоящее время не существует бизнес-модели, которая могла бы обеспечить крупномасштабное финансирование CCUS частным сектором. Без создания правительством поддерживающей нормативно-правовой базы и стимулов частному сектору будет трудно оправдать крупномасштабные инвестиции в CCUS, учитывая стоимость и риски, связанные с этой технологией. Сотрудничество может быть построено на основе разделения технологической цепочки, что позволит различным участникам рынка с разной склонностью к риску сотрудничать в области CCUS.

В этой схеме также будет необходимо управлять риском взаимозависимости, и правительствам необходимо будет принять на себя долгосрочную ответственность за удержание CO₂ в недрах, хотя вероятность утечки CO₂ из хорошо выбранных и управляемых хранилищ очень мала.

2. **Мощность проекта.** Как показано на рисунке выше, если бы каждый проект CCUS, запланированный за последние 30 лет, был успешно реализован, действующая мощность улавливания CO₂ в 2019 г. составила бы 232 млн т CO₂/г., что составляет 10% от целевой мощности на 2030 г. в Сценарии устойчивого развития МЭА. Однако 43% заявленных проектов CCUS были отменены или приостановлены. Более того, из всех крупномасштабных пилотных и демонстрационных проектов, то есть тех, объем которых превышает 0,3 млн т CO₂ в год, 78% были отменены или приостановлены.

Так, влияние увеличения проектной мощности на 1 млн т CO₂ в год может привести к увеличению риска провала проекта в среднем на 45,5%. Без значительных стимулов проект объемом более 1 млн т CO₂ в год с большой вероятностью потерпит неу-

дачу в течение 10 лет в рыночных и политических условиях, предшествовавших 2022 г. В текущей обстановке с учетом стоимости энергоресурсов и логистических изменений эта вероятность возрастает. Главным образом это конечно же связано с объемом капитальных затрат на проект. Такие высокобюджетные проекты превышают бюджет и отстают от графика, а то и вовсе останавливаются [145]. При этом этот риск может быть нивелирован за счет:

- вхождения государства в проект, в качестве основного владельца;
- полезным использованием CO₂, а не его хранением, например, для повышения нефтеотдачи, или иными методами;
- налогово-кредитной политикой (налоговые кредиты, система торговли выбросами).

Уровень технологической готовности.

Низкий уровень технологической готовности стал причиной провала самого дорогостоящего из когда-либо строящихся проектов CCS (Kemper), в котором была предпринята попытка использовать первую в своем роде систему газификации - комплексный комбинированный цикл газификации (IGCC) [146]. Kemper - не первая крупная неудача технологии IGCC с установкой CCS. Первоначальный проект FutureGen в США также планировал создание крупномасштабной установки IGCC, но он был отменен в 2008 г. Другой проект в Австралии, ZeroGen, также был нацелен на строительство IGCC с заводом CCS до начала детального проектирования (включая хранилище CO₂) был оценен почти в 7 млрд австралийских долларов. Низкий уровень технологической готовности также является причиной задержек, с которыми столкнулся NET Power [147], экспериментальный проект нового термодинамического цикла, который в случае успеха мог бы снизить стоимость внедрения CCS на электростанциях, работающих на природном газе.

ПРОБЛЕМЫ С ГОЛУБЫМ ВОДОРОДОМ.

Голубой водород получают из метана с использованием CCS. Часто голубой водород описывается как имеющий нулевые или низкие выбросы парниковых газов [148, 149]. Однако новое исследование *How green is blue hydrogen?* [150] показывает, что эта альтернатива энергии может быть хуже сжигания угля. Согласно данному исследованию, выброс парникового газа от голубого водорода более чем на 20% выше, чем при сжигании природного газа или угля для тепла, и примерно на 60% больше, чем при сжигании дизельного топлива для тепла [150].

Отметим, что данное исследование также подвергается критике. Тем не менее, такие данные необходимо учитывать и просчитывать каждый проект отдельно, чтобы понять будет ли эффективно применение данной технологии для снижения выбросов парниковых газов.

Анализ опыта проектов CCUS показывает, что необходимо развитие институциональных факторов и технологий. Слабая институциональная основа для CCUS увеличивает риск проектов CCUS. Прогресс в организационном дизайне, последовательные инвестиции в НИОКР, а также рыночное стимулирование могут обеспечить более «успешные» проекты CCUS и повысить их вклад в достижение глобальных климатических целей. Ускоренное международное сотрудничество, координация обмена информацией — все это

может послужить ценным подспорьем для ускорения повсеместного внедрения этой важной технологии смягчения последствий изменения климата.

Анализ опыта проектов CCUS показывает, что необходимо развитие институциональных факторов и технологий

ПОТЕНЦИАЛ CCUS В РОССИИ

Источники эмиссии

Крупнейшие источники эмиссии CO₂ в России преимущественно расположены в Центральном, Уральском и Приволжском ФО (Рисунок 33). Главным образом к ним относятся предприятия нефтегазового комплекса, горно-металлургического комплекса и машиностроения.

Наиболее привлекательным регионом для проектов по улавливанию CO₂ видится Волго-Уральский регион, также перспективным может быть Центральный регион, в частности – московская агломерация и юг СФО: Томск, Кемерово, Новокузнецк, Новосибирск, Барнаул, Бийск.

Рисунок 33 - Основные источники эмиссии CO₂ в России



Источник: <https://notes.pilosus.org/images/industry-russia.jpg>

Потенциал по хранению

Потенциал по хранению CO₂ в истощенных коллекторах, а также его использование в третичных методах добычи нефти (CO₂-МУН) в России весьма велик. По оценкам KAPSARK, объем закачки CO₂ на суше в России с использованием технологии CO₂-МУН вблизи источников CO₂ составляет 11,9 Гт, а технический потенциал закачки CO₂ в истощенные пласты оценивается на уровне 57 Гт [151]. GCCSI оценивает потенциал нефтегазовых месторождений в 10 Гт [152]. В исследовании,

проведенном в «Национальном минерально-сырьевом университете «Горный» [153], были проанализированы регионы России по их потенциалу по закачке CO₂ в пласт. Потенциальная емкость подземных резервуаров для хранения CO₂ суммарно составила от 127 до 157 Гт (Таблица 18).

Таблица 18 - Потенциальная ёмкость подземных резервуаров для хранения CO₂, в целом по России

Регионы России	min. суммарная ёмкость хранилищ CO ₂ под землей	max. суммарная ёмкость хранилищ CO ₂ под землей
	Гт	Гт
Северо-западный ФО	20,1	24,8
Западная Сибирь	59,2	73,1
Волго-Уральский регион	9,4	11,6
Северный Кавказ	1,4	1,4
Восточная Сибирь	20,1	24,9
Дальний Восток (суша)	7,4	9,1
Дальний Восток (шельф)	9,3	11,6
Итого по нефтегазовым месторождениям России	126,9	156,5

Источник: <https://bellona.ru/2010/06/29/geologicheskoe-vozmozhnosti-dlya-zahor/>

Отметим, что такая разница с зарубежными оценками образуется за счет того, что потенциальная емкость истощенных месторождений основывается на оценке начальных суммарных ресурсов, т.е. включает в себя: накопленную добычу, разведанные запасы категорий A+B+C1, предварительно оцененные запасы категории C2, а также перспективные (категории C3) и прогнозные ресурсы (категории D1 и D2) [154].

Потенциалом по хранению, как уже отмечалось в предыдущих главах, обладают не только истощенные коллектора, но и минерализованные соленосные пласты. Теоретическая емкость хранения CO₂ в минерализованных пластах России находится в диапазоне 1,2 – 8,7 Гт и составляет ~

16% от мирового емкостного потенциала, по оценкам MIT [155]. Отметим, что изученность минерализованных водоносных пластов по всей территории России низка. Тем не менее, по имеющимся данным можно предположить, что высоким потенциалом обладает европейская часть России (включая Калининград), южные регионы, Восточная Сибирь и Дальний Восток, также есть участки шельфа в северных морях, которые также потенциально могли бы стать местами закачки CO₂ (Рисунок 34).

В итоговые материалы MIT/ExxonMobil также включена теоретическая емкость хранения CO₂ на глубоких, удаленных и арктических участках шельфа, не входящих в общие результаты оценки. Для континентального шельфа России на таких дополнительных территориях (преимущественно Арктический шельф) потенциал хранения CO₂ составляет 620 - 4360 млрд. т.

Выявление наиболее перспективных районов для технологий CCUS

Совмещение данных о потенциале хранения CO₂ в истощенных коллекторах, минерализованных водоносных пластах, а также данных по эмиссии CO₂ показывает, что наиболее перспективным регионом для улавливания и хранения является Волго-Уральский регион [153, 156, 157, 158] (Рисунок 35). Данный регион включает в себя старейшие месторождения России с высокой степенью выработанности запасов. Помимо этого, в Волго-Уральском регионе расположено большое количество промышленных объектов в относительно небольшой удаленности от нефтяных месторождений (15-300 км). В частности, Коми, Пермский край, Татарстан, Самарская область, Оренбургская область, Башкортостан, Челябинская область. Также перспективными видятся центральная и южная часть страны: Московская область, Волгоградская область и Краснодарская область, - однако достоверных оценок потенциала по хранению CO₂ в минерализованных водоносных пластах нет, так как этот вопрос мало изучен в России, данные не имеют высокой точности и по мере изучения могут сильно поменяться, однако даже они позволяют понять у России в сфере хранения CO₂ большие возможности.

Остальные регионы России нет так хорошо сбалансированы с точки зрения наличия промышленных центров и выработанных месторождений. Так, например, регион Западной Сибири обладает огромным потенциалом по закачке CO₂ в пласт, но ввиду больших расстояний

и малого количества промышленных центров применение данной технологии на этой территории пока нерентабельно.

Наиболее перспективным регионом для улавливания и хранения является Волго-Уральский регион

Рисунок 34 - Карта потенциала подземного хранения CO₂ в России, включая минерализованные соленосные пласты



Источник: Rystad energy, 2nd Energy Transition report: CCUS could tap 62% of world's CO₂ emissions; global geological storage at 11,500 Gt; only 49% of global emissions are priced, February 5, 2021

Рисунок 35 - Карта перспективных мест, подходящих для проектов CCUS



Источники: Rystad Energy, Cherepovitsyn, A.; Fedoseev, S.; Tsvetkov, P.; Sidorova, K.; Kraslawski, A. Potential of Russian Regions to Implement CO₂-Enhanced Oil Recovery. Energies 2018, 11, 1528. <https://doi.org/10.3390/en11061528>

Планируемые проекты CCS в России

Одними из главных интересантов для реализации CCUS-проектов естественным образом являются нефтегазовые компании. Сокращение углеродного следа и «озеленение» собственной продукции является неотъемлемым условием для успешной конкуренции в мировом энергетическом секторе в условиях энергоперехода, а имеющиеся

компетенции в области геологии и транспортировки углеводородов – значительные конкурентные преимущества нефтегазовых компаний.

Сама отрасль CCUS не входит в список секторов промышленности, которые находятся под иностранными санкциями против России. При этом ряд технологий, которые одновременно применяются и в нефтепереработке, и в отрасли CCUS, могут входить в санкционные списки. В этих условиях сегодняшняя применимость международных партнерств в российских CCUS-проектах находится под большим вопросом. Впрочем, глобальный характер климатических изменений и эмиссии парниковых газов позволяет надеяться, что международное сотрудничество будет вестись и по таким проектам в будущем.

По сообщениям СМИ, «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 г., также возможна вторая очередь. Проектом предусматривается улавливание и хранение CO₂. По оценкам аналитиков, инвестиции в «Обский ГХК» могут достигать \$2,2–2,4 млрд [159]. «Новатэк» также планирует реализовать проект хранения CO₂ на Ямале. У компании в регионе много достаточно хороших резервуаров для закачки и хранения CO₂ (Рисунок 36).

«Роснефть» планирует к 2035 г. 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. «Роснефть» в своем плане по углеродному менеджменту до 2035 г. планирует запуск пилотного проекта CCUS ориентировочно на 2028 г.

«Татнефть» в качестве стратегической цели запланировала выход на углеродную нейтральность к 2050 г. Достичь этого предполагается благодаря реализации проектов CCUS. Компания в перспективе может извлекать 37,8 млн тонн углекислого газа в год. Проектом предусмотрена полезное использование до 25 млн тонн дымовых газов с Нижнекамской ТЭЦ «Татнефти». Еще более 12 млн тонн 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 [160].

Рисунок 36 - Ресурсная база полуострова Ямал.



Источник: «Газпром», Проектный центр по энергопереходу и ESG

«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 CO₂ будет увеличиваться [161]. 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 [161]. 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.

Потенциально возможны синергетический эффект от сотрудничества металлургических компаний (крупных эмитентов CO₂) и газовых компаний – поставщиков энергоносителя на предприятия. Например, потенциально возможным вектором декарбонизации металлургического сектора является переход предприятий с газа на водород. Газовые компании способны производить «голубой» водород из газа с улавливанием CO₂. «Новатэк» и «Северсталь» планируют реализацию совместного пилотного проекта по производству «голубого» водорода из природного газа

Отрасль CCUS в России на данный момент, по сути, только формируется однако текущая климатическая повестка, очевидно, стимулирует российские компании рассматривать и этот метод декарбонизации

с применением технологий улавливания и хранения углекислого газа. «Новатэк» также ведет сотрудничество с другой крупной российской металлургической компанией – НЛМК – в области изучения перспектив водорода и технологий по улавливанию и хранению CO₂. В свою очередь НЛМК подписала Меморандум о сотрудничестве с компанией «Газпром нефть» в сфере исследования и тестирования технологии улавливания и хранения CO₂ [163].

Был подписан меморандум о сотрудничестве в ходе Восточного экономического между губернатором Сахалинской области и представителем компании «Мицубиси Корпорэйшн» о создании проекта по улавливанию и хранению CO₂ при производстве голубого водорода [164].

Компания «Газпром» в своей дорожной карте «Развитие водородной энергетики и декарбонизация промышленности и транспорта на основе природного газа» к 2025 г. 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.

Другим кругом компаний, которым могут быть интересны проекты CCUS являются нефтехимические компании. Так германская компания Linde и «Сибур-Нефтехим», в 2021 г. подписали соглашение для реализации совместного проекта по улавливанию и полезного использования CO₂, образующегося в технологическом процессе СИБУРа. В рамках проекта планировалось построить установку мощностью порядка 25 тыс. тонн CO₂. Проект предполагается реализовать в 2021 – 2022 гг. После введения в эксплуатацию установки по очистке и сжижению CO₂, «Сибур-Нефтехим» планировал снизить выбросы в атмосферу парниковых газов предприятия в целом на 7% [165].

После принятия санкций против России и ухода из страны западного бизнеса, этот и другие потенциальные проекты с иностранным участием стали фактически невозможными. Отрасль CCUS в России на данный момент, по сути, находится на

начальной стадии своего формирования, однако текущая климатическая повестка, очевидно, стимулирует российские компании рассматривать и этот метод декарбонизации.

CCUS в России: барьеры и возможности

Россия обладает высоким потенциалом по применению технологий CCUS, благодаря большому потенциалу по хранению CO₂ (включая его использование для повышения нефтеотдачи), а также благодаря наличию значительного количества крупных источников антропогенных выбросов CO₂.

Тем не менее, существуют и барьеры по развитию данной технологии, в частности:

- Регуляторные: отсутствие регулирования в области CCUS, отсутствие рынка углерода, отсутствие государственной поддержки;
- Технологические: многие технологии находятся на ранней стадии развития не только в России, но и в мире;
- Экономические: высокая капиталоемкость проектов и низкая рентабельность. Фактически CCUS проекты – это своего рода инфраструктурные проекты, которые очень привязаны к точкам эмиссии и хранения CO₂, что делает их менее рентабельными чем, например, добыча и разведка.

Для успешного развития проектов CCUS в России необходимы следующие шаги:

- Создание реестра истощенных месторождений, подходящих для хранения CO₂;
- Изучение минерализованных водоносных пластов, в особенности рядом с источниками эмиссии, оценка возможных объемов хранения CO₂;
- Создание реестра крупных эмитентов, подходящих для использования технологии улавливания CO₂;
- Создание механизмов стимулирования развития проектов CCUS;
- Создание пилотных проектов CCUS в различных отраслях самостоятельно и в партнерстве с зарубежными компаниями;
- Создание площадок для диалога между эмитентами или потребителями CO₂ и компаниями, которые потенциально могут предложить им услуги по улавливанию, транспортировке и хранению CO₂.

Литература

1. 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
2. Energy Technology Perspectives 2020, Special Report on Carbon Capture, Utilisation and Storage, CCUS in Clean Energy Transitions / IEA, September 2020.
3. New Energy Outlook 2021 / Bloomberg, July 2021. URL: <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>
4. The future is now: How oil and gas companies can decarbonize / McKinsey, January 2020. URL: <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/the-future-is-now-how-oil-and-gas-companies-can-decarbonize>
5. Carbon capture, utilisation and storage / Official website IEA, 2022. URL: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/carbon-capture-utilisation-and-storage>
6. C. Anchondo, L. Clark, K. Brugger. Biden administration releases report supporting CCS—with caveats / IEEFA, July 2021. URL: <https://ieefa.org/biden-administration-releases-report-supporting-ccs-with-caveats/>
7. Key enablers and hurdles impacting CCUS deployment with an assessment of current activities to address these issues / CCUS SET-Plan, November 2020.
8. Japan drives co-operation on carbon capture / Argus Media group, June 2021. URL: <https://www.argusmedia.com/en/news/2227027-japan-drives-cooperation-on-carbon-capture>
9. Proceedings: CCS Cost Network, 2019 Workshop / IEAGHG, July 2019.
10. IPCC, 2018: Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty [Masson-Delmotte, V., P. Zhai, H.-O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P.R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J.B.R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M.I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, and T. Waterfield (eds.)], p. 14. URL: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/06/SR15_Full_Report_High_Res.pdf
11. BP Energy Outlook: 2020 edition
12. Josh Lewis, Rapid growth of UK CCUS industry could create 10,000 jobs: Report, Upstream Online, July 2021, <https://www.upstreamonline.com/energy-transition/rapid-growth-of-uk-ccus-industry-could-create-10-000-jobs-report/2-1-1037989>
13. 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>
14. Xu Yihe. Sinopec launches China's largest CCUS project / Upstream, July 2021. URL: <https://www.upstreamonline.com/energy-transition/sinopec-launches-china-s-largest-ccus-project/2-1-1035803>
15. Carbon Capture, Use And Storage (CCUS) / Official website UNECE, 2022.

16. Carbon Capture and Utilization in the Green Economy: Using CO₂ to Manufacture Fuel, Chemicals and Materials / The Centre for Low Carbon Futures, July 2011.
17. Специальный доклад МГЭИК Улавливание и хранение двуокиси углерода Резюме для лиц, определяющих политику Доклад рабочей группы III МГЭИК и Техническое резюме Доклад, принятый рабочей группой III МГЭИК, но утвержденный в общем виде Редакторы: Б. Метц, О. Д. Хелен де Конинк, М. Лоос, Л. Мейер, 2005
18. Bhadola, V. Patel, S. Potdar, S. Mallick. Technology Scouting - Carbon Capture: From Today's to Novel Technologies / Concawe, September 2020.
19. Energy Technology Perspectives 2020, Special Report on Carbon Capture, Utilisation and Storage, CCUS in Clean Energy Transitions / IEA, September 2020.
20. CO₂ capture technologies: post combustion capture (PCC) / The Global CCS Institute, January 2012
21. 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>
22. PETRA NOVA - Carbon capture and the future of coal power / NRG Energy, 2022. URL: <https://www.nrg.com/case-studies/petra-nova.html>
23. 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
24. 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/>
25. COURSE50 - Technology / The Japan Iron and Steel Federation, 2022. URL: <https://www.course50.com/en/technology/>
26. 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>
27. 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>
28. 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
29. E. Koons. Top Carbon Capture Projects in 2022 - Great Plains / Energy Tracker Asia, May 2022. URL: <https://energytracker.asia/carbon-capture-projects/>
30. G. Turan. Value of investment, partnerships and policy in growing CCS market / Decarbonisation Technology, May 2022, p. 27-30. URL: <https://ptqmagazines.digitalrefining.com/view/196702140/29/>
31. 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>
32. B. Robertson, M. Mousavian. 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>
33. Climate Technology Centre and Network (CTCN)

34. CALLIDE OXYFUEL PROJECT / CS Energy, 2022. URL: <https://www.csenergy.com.au/what-we-do/thermal-generation/callide-power-station/callide-oxyfuel-project>
35. Compostilla OXYCFB300 / PTECO2 - Plataforma Tecnológica Española del CO2, 2022. URL: <https://www.pteco2.es/en/projects/compostilla-oxycfb300>
36. Colleferro Oxyfuel Demonstration Details / THE UNIVERSITY OF EDINBURGH, 2022. URL: <https://www.geos.ed.ac.uk/sccs/project-info/2241>
37. 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>
38. 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>
39. C. Rocha, M. Anjos, R. Machado. 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>
40. The C4U Project / Official website of C4U Project, 2022. URL: <https://c4u-project.eu/>
41. CLEANKER / Official website of CLEANKER Project, 2022. URL: <http://www.cleanker.eu/>
42. Leilac / Official website of Leilac Project, 2022. URL: <https://www.project-leilac.eu/>
43. Bhadola, V. Patel, S. Potdar, S. Mallick. Technology Scouting - Carbon Capture: From Today's to Novel Technologies / Concawe, September 2020.
44. <https://netl.doe.gov/coal/carbon-capture/post-combustion>
45. Climate Technology Centre and Network (CTCN)
46. POINT SOURCE CARBON CAPTURE PROGRAM / National Energy Technology Laboratory, 2022. URL: <https://netl.doe.gov/coal/carbon-capture/pre-combustion>
47. Oxyfuel Combustion / Official website ScienceDirect, 2022. URL: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/oxyfuel-combustion>
48. K. Lebling, N. McQueen, M. Pisciotta, J. Wilcox. Direct Air Capture: Resource Considerations and Costs for Carbon Removal / WRI, 2021
49. G. Rochelle. Amine scrubbing for CO2 capture / Science, September 572009. DOI: 10.1126/science.1176731. PMID: 19779188.
50. E. Oko, M. Wang, A. Joel. Current status and future development of solvent-based carbon capture / International Journal of Coal Science & Technology, February 2017, 4, p 5–14. <https://doi.org/10.1007/s40789-017-0159-0>
51. P. Vaidya, E. Kenig. CO2-alkanolamine reaction kinetics: A review of recent studies / Chemical Engineering and Technology, 2007
52. F. Vega. Solvents for Carbon Dioxide Capture / Carbon Dioxide Chemistry, Capture and Oil Recovery, IntechOpen, August 2018. DOI: 10.5772/intechopen.71443
53. DOE/NETL CARBON CAPTURE PROGRAM—CARBON DIOXIDE CAPTURE HANDBOOK / National Energy Technology Laboratory, August 2015
54. Аминовая очистка / Инжиниринговая компания «ГазСёрф», 2022. URL: <https://gazsurf.com/ru/gazopererabotka/oborudovanie/modelnyj-ryad/item/aminovaya-ochistka>

55. N. Hüser, O. Schmitz, E. Kenig. A comparative study of different amine-based solvents for CO₂-capture using the rate-based approach / Chemical Engineering Science, 2017, p. 221-231.
56. G.Cerimele. Mountaineer Commercial Scale Carbon Capture and Storage Project. Topical Report: Preliminary Public Design Report. DOE Award No.: DE-FE0002673, Reporting Period: 2/01/10–9/30/11 (American Electric Power Service Corporation, Columbus, OH, 2011). URL: http://www.netl.doe.gov/File%20Library/Research/Coal/major%20demonstrations/ccpi/MTCCS-II---Preliminary-Public-Design-Report-Rev-12_14_2011-b.pdf.
57. W. Theo, J. Lim, H. Hashim, A. Mustaffa. Review of pre-combustion capture and ionic liquid in carbon capture and storage / Applied Energy, 2016, p. 1633-1663
58. J. Wang, L. Huang, R. Yang, Z. Zhang, J. Wu, Y. Gao, Q. Wang, D. O'Hare, Z. Zhong. Recent advances in solid sorbents for CO₂ capture and new development trends / Energy Environ. Sci., 2014, 7, 3478. Q. Wang, J. Luo, Z. Zhong, A. Borgna. CO₂ capture by solid adsorbents and their applications: current status and new trends / Energy Environ. Sci., 2011, 4, 42.
59. OVERVIEW ON POROUS INORGANIC MEMBRANES FOR GAS SEPARATION RT/2017/5/ENEA
60. АХМЕТОВА В.Р., СМЕРНОВ О.В., УЛАВЛИВАНИЕ И ХРАНЕНИЕ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА - ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ, БАШКИРСКИЙ ХИМИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ, Том: 27Номер: 3 Год: 2020 Страницы: 103-115
61. CO₂ transport technologies/ The Climate Technology Centre and Network (CTCN), 2022. URL: <https://www.ctc-n.org/technologies/co2-transport-technologies>
62. H. Baroudi, A. Awoyomi, K. Patchigolla, K.i Jonnalagadda, E. Anthony. A review of large scale CO₂ shipping and marine emissions management for carbon capture, utilisation and storage / Applied Energy, Volume 287, 2021, 116510, ISSN 0306-2619. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261921000684>
63. 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>
64. Геологическое хранение CO₂ в странах Восточной Европы, Кавказа и Центральной Азии: первичный анализ потенциала и политики / UNECE, 2021
65. Mohammed D. Aminua. A Review of Developments in Carbon Dioxide Storage / Applied Energy, vol 208, 2017.
66. 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>
67. C.Hepburn, E. Adlen, J. Beddington. The technological and economic prospects for CO₂ utilization and removal / Nature 575, 87–97, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1038/s41586-019-1681-6>
68. CARBON UTILIZATION—A VITAL AND EFFECTIVE PATHWAY FOR DECARBONIZATION / Center for Climate and Energy Solutions, 2019.
69. CCS deployment at dispersed industrial sites. Element Energy for the Department for Business Energy and Industrial Strategy (BEIS) / BEIS research paper number 2020/030, Department for Business, Energy & Industrial Strategy, August 2020.
70. C. Breyer. Synthetic Methanol and Dimethyl Ether Production based on Hybrid PV-Wind Power Plants / 11th International Renewable Energy Storage Conference, Neo carbon Energy Project, March 2017.

71. C.Giesen, R. Kleijn, G. Kramer. Energy and climate impacts of producing synthetic hydrocarbon fuels from CO₂ / *Environ. Sci. Technol*, 48, p. 7111–7121, May 2014.
72. J. Abanades, E. Rubin, M. Mazzotti, H. Herzog. On the climate change mitigation potential of CO₂ conversion to fuels / *Energy Environ. Sci*, 10, p. 2491–2499, 2017.
73. Sternberg, A. Bardow. Life cycle assessment of power-to-gas: syngas vs methane / *ACS Sustain. Chem. Eng*, 4, p. 4156–4165, 2016.
74. Bazzanella, Ausfelder. Low carbon energy and feedstock for the European chemical industry / *DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie*, 2017.
75. J. Abanades, E. Rubin, M. Mazzotti, H. Herzog. On the climate change mitigation potential of CO₂ conversion to fuels / *Energy Environ. Sci*, 10, p. 2491–2499, 2017.
76. V. Onyebuchi, A. Kolios, D. Hanak, C. Biliyok, V. Manovic. A systematic review of key challenges of CO₂ transport via pipelines / *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 81, Part 2, p. 2563-2583, January 2018
77. Australian Government, Submission No. 41 p. 28.
78. CCS: Risks and Impacts Neil Wildgust CCS – Africa Workshops / *IEAGHG*, April 2010
79. Can carbon dioxide storage help cut greenhouse emissions? A Simplified guide to the IPCC's 'Special report on carbon dioxide capture and storage' / *United Nations Environmental Programme (UNEP)*, April 2006, p. 15.
80. Anglo Coal, Submission No. 24, p. 21; Rio Tinto, Submission No. 31, p. 4; National Generators Forum, Submission No. 35, p. 4.
81. Australian Government, Submission No. 41, p. 15.
82. International Association of Hydrogeologists, Submission No. 8, p. 1.
83. C. Hepburn, E. Adlen, J. Beddington. The technological and economic prospects for CO₂ utilization and removal / *Nature*, 575, p. 87–97, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1038/s41586-019-1681-6>
84. Chapter 3: CCUS technology innovation, *Energy Technology Perspectives 2020, Special Report on Carbon Capture, Utilisation and Storage, CCUS in Clean Energy Transitions* / *IEA*, September 2020. Special Report on Carbon Capture, Utilisation and Storage, *IEA*, 2020
85. J. Gibbins, H. Chalmers. Is all CCS equal? Classifying CCS applications by their potential climate benefit / *Energy Procedia*, 4, p. 5715–5720, 2011.
86. Goepfert, M. Czaun, G. K. Surya Prakash, G. A. Olah. Air as the renewable carbon source of the future: an overview of CO₂ capture from the atmosphere / *Energy Environ. Sci*, 5, p. 7833–7853, 2012.
87. Sanna, M. Uibu, G. Caramanna, R. Kuusik, M. M. Maroto-Valer. A review of mineral carbonation technologies to sequester CO₂ / *Chem. Soc. Rev.*, 43, p. 8049–8080, 2014
88. N. von der Assen, L. Mueller, A. Steingrube, P. Voll, A. Bardow. Selecting CO₂ Sources for CO₂ Utilization by Environmental-Merit-Order Curves / *Environ. Sci. Technol.*, 50, p. 1093–1101, 2016
89. J. Langanke, A. Wolf, J. Hofmann, K. Boehm, M. Subhani, T. Mueller, W. Leitner, C. Guertler. Carbon dioxide (CO₂) as sustainable feedstock for polyurethane production / *Green Chem.*, 16, p. 1865–1870, 2014
90. N. von der Assen, A. Bardow. Life cycle assessment of polyols for polyurethane production using CO₂ as feedstock: insights from an industrial case study / *Green Chem.*, 16, p. 3272–3280, 2014

91. International Reference Life Cycle Data System (ILCD) Handbook- General guide for Life Cycle Assessment-Detailed guidance / European Commission Joint Research Centre and Institute for Environment and Sustainability, 2010.
92. Dr. David Wassell. Carbon Dioxide Utilization / IEAGHG CCS Summer School, July 2019
93. Australian Government, Submission No. 41, p. 13.
94. Matysek, M. Ford, G. Jakeman, A. Gurney, B. Fisher, Technology: Its role in economic development and climate change / ABARE Research Report 06.6, Submission No. 28, p. 1, July 2006
95. Between a Rock and a Hard Place the science of geosequestration, House Standing Committee on Science and Innovation, The Parliament of the Commonwealth of Australia, August 2007
96. Carbon Storage Atlas / U.S. Department of Energy Office of Fossil Energy, 5th ed, 2015.
97. N. Wei, L. Xiaochun, W. Ying, R. Dahowski, C. Davidson, G. Bromhal. A preliminary sub-basin scale evaluation framework of site suitability for onshore aquifer based CO₂ storage in China / Int. J. Greenh. Gas Control, 2013, p. 231-46.
98. T. Vangkilde-Pedersen, L. H. Nielsen. Estimates of CO₂ storage capacity in Europe Karen Lyng Anthonsen / Geological survey of Denmark and Greenland, CEUS, 2011
99. H. Rütters and the CGS Europe partners. State of play on CO₂ geological storage in 28 European countries / CGS Europe report No. D2.10, p. 89, June 2013
100. J. Kearns. Developing a Consistent Database for Regional Geologic CO₂ Storage Capacity Worldwide / Energy Procedia, 114, p. 4697 – 4709, 2017
101. 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>
102. Putting CO₂ to Use Creating value from emissions / IEA, 2019
103. S. Jarvis, S. Samsatli. Technologies and infrastructures underpinning future CO₂ value chains: A comprehensive review and comparative analysis / Renew. Sustain. Energy Rev. 85, p. 46–68, 2018.
104. Storing CO₂ through Enhanced Oil Recovery. Insights Series / IEA, 2014.
105. P. Styring, K. Armstrong. Assessing the potential of utilisation and storage strategies for post-combustion CO₂ emissions reduction / Frontiers in Energy Research, 3. 8, 2015
106. Carbon Dioxide Utilization Electrochemical Conversion of CO₂ – Opportunities and Challenges / DNV, 2011
107. Commercial Aircraft Propulsion and Energy Systems Research: Reducing Global Carbon Emissions / National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine, 2016.
108. Few transportation fuels surpass the energy densities of gasoline and diesel / U.S. Energy Information Administration, February 2013. URL: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=9991>
109. PETRA NOVA - Carbon capture and the future of coal power / NRG Energy, 2022. URL: <https://www.nrg.com/case-studies/petra-nova.html>
110. 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>

111. G. Simbolotti. CO₂ capture and storage. Technology Brief / IEA ETSAP, 2010
112. The costs of CO₂ capture, Transport and Storage / European technology platform for zero emission fossil fuel power plants (ZEP), 2011
113. T. Fout, A. Zoelle, D. Keairns, M. Turner, M. Woods, N. Kuehn, V. Shah, V. Chou, L. Pinkerton. Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants - Volume 1a: Bituminous Coal (PC) and Natural Gas to Electricity - Revision 3, (2015)
114. Economic assessment of carbon capture and storage technologies / Global CCUS Institute, 2011 update
115. WorleyParsons. Schlumberger/ GCCUS, 2011.
116. N. Kuehn, K. Mukherjee, P. Phiambolis, L.L. Pinkerton, E. Varghese, M. Woods, Current and Future Technologies for NGCC Power Plants / Energy Sector Planning and Analysis (ESPA), June 2013
117. E. Rubin, J. Davison, H. Herzog, The cost of CO₂ capture and storage / International Journal of Greenhouse Gas Control, May 2015
118. M. Finkenrath. Cost and performance of carbon dioxide capture from power generation / International Energy Agency, 2011
119. The Costs of CCUS and Other Low-carbon Technologies / Global CCUS Institute, 2011
120. L. Irlam. The costs of CCUS and other low-carbon technologies in the United States - 2015 update / Global CCS Institute, July 2015
121. GCCUSI TECHNOLOGY READINESS AND COSTS OF CCUS / Global CCS Institute, 2015
122. ZEP Report The cost of subsurface storage of CO₂. ZEP memorandum / European Zero Emission Technology and Innovation Platform, December 2019
123. Exploring Clean Energy Pathways: The Role of CO₂ Storage / IEA, December 2019
124. Carbon Capture Utilization and Storage Towards Net-Zero 2021 / Keraney, 2021
125. L. Irlam. 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>
126. Toward a common method of cost estimation for CO₂ capture and storage at fossil fuel power plants a white paper / IEA GHG, 2013
127. State and Trends of Carbon Pricing 2020 / World Bank, May 2020. DOI: 10.1596/978-1-4648-1586-7.
128. Transforming Industry through CCUS / IEA, 2019
129. Hepburn, E. Adlen, J. Beddington. The technological and economic prospects for CO₂ utilization and removal / Nature, 575, p. 87–97, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1038/s41586-019-1681-6>
130. The Global Status of CCS: Targeting Climate Change / Global CCS Institute, 2019. URL: <https://www.globalccsinstitute.com/resources/global-status-report/>
131. J. Friedmann, E. Ochu, J. Brown. Capturing Investment: Policy Design to Finance CCUS Projects in the U.S. Power Sector / Center on Global Energy Policy at Columbia University SIPA, May 2020. URL: <https://www.energypolicy.columbia.edu/research/report/capturing-investment-policy-design-finance-ccus-projects-us-power-sector>
132. Carbon Pricing Dashboard / The World Bank Group, 2022. URL: <https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/>

133. Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery. Untapped Domestic Energy Supply and Long Term Carbon Storage Solution / NETL, March 2010
134. Yin, E. Yep. China launches national carbon market; first CO₂ trades at \$8.20/mt / S&P Global, July 2021. URL: <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/electric-power/071621-chinas-national-carbon-market-will-start-online-trading-july-16-exchange>
135. Global status of CCS: special report. Understanding industrial CCS hubs and clusters / Global CCS institute, June 2016. URL: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2019/08/Understanding-Industrial-CCS-hubs-and-clusters.pdf>
136. CCUS hubs / OGCI, 2022. URL: <https://www.ogci.com/action-and-engagement/removing-carbon-dioxide-ccus/our-kickstarter-hubs/>
137. Smith, Erin, Morris, Jennifer, Kheshgi, Haroon, Teletzke, Gary, Herzog, Howard, Paltsev, Sergey. The Cost of CO₂ Transport and Storage in Global Integrated Assessment Modeling / Proceedings of the 15th Greenhouse Gas Control Technologies Conference 15-18 March 2021, March 2021. URL: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3816593#:~:text=The%20overall%20CO2%20transport%20and,monitoring%20requirements%20for%20CO2%20storage
138. Kossoy, P. Guigon. State and trends of the carbon market 2012 / W. Bank, 2012
139. S. Kerschner, T. Pullins, B. Curcuru. How US environmental laws and regulations affect carbon capture and storage / White&Case, January 2021. URL: <https://www.whitecase.com/publications/insight/carbon-capture/how-us-environmental-laws-and-regulations-affect>
140. Технологический обзор. Улавливание, использование и хранение углерода (CCS) / UNECE, 2021. URL: https://unece.org/sites/default/files/2021-02/CCUS%20brochure_RU_final.pdf
141. N. Groom. Problems plagued U.S. CO₂ capture project before shutdown: document / Reuters, August 2020. URL: <https://www.reuters.com/article/us-usa-energy-carbon-capture-idUSKCN2523K8>
142. World Energy Outlook / IEA, 2018.
143. N. Wang, K. Akimoto, G. Nemet. What went wrong? Learning from three decades of carbon capture, utilization and sequestration (CCUS) pilot and demonstration projects / Energy Policy, Volume 158, 2021
144. Ahmed Abdulla et al 2021 Environ. Res. Lett. 16 014036
145. Flyvbjerg, N. Bruzelius, W. Rothengatter. Megaprojects and Risk: An Anatomy of Ambition / Cambridge University Press, 2003
146. L. Varro. We can't let Kemper slow the progress of carbon capture and storage/ IEA, July 2017. URL: <https://www.iea.org/commentaries/we-cant-let-kemper-slow-the-progress-of-carbon-capture-and-storage>
147. S. Patel. Inside NET Power: Gas Power Goes Supercritical / POWER, April 2019 URL: www.powermag.com/inside-net-power-gas-power-goes-supercritical/
148. M. Farmer. What Colour is Your Hydrogen? A Power Technology Jargon-Buster / UK: Power Technology, 2020.
149. Van Hulst N. The Clean Hydrogen Future has Already Begun / IEA commentary, IEA, 2019.
150. R. Howarth, M. Jacobson. How green is blue hydrogen? / Energy Sci Eng, 9, p. 1676–1687, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1002/ese3.956>

151. Ward, W. Heidug. Enhanced Oil Recovery and CO₂ Storage Potential Outside North America: An Economic Assessment Colin Ward / Kapsarc, January 2018
152. 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>
153. Chherepovitsyn, A. Ilinova. Ecological, economic and social issues of implementing carbon dioxide sequestration technologies in the oil and gas industry in Russia / J. Ecol. Eng, 17(2), p. 19–23, 2016
154. А. Ильинский. Геологические возможности для захоронения парниковых газов в России / Bellona, June 29, 2010. URL: <https://bellona.ru/2010/06/29/geologicheskie-vozmozhnosti-dlya-zahor/>
155. Kearns, Developing a Consistent Database for Regional Geologic CO₂ Storage Capacity Worldwide / Energy Procedia, Vol. 114, p. 4697 - 4709, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/J.EGYPRO.2017.03.1603>
156. Vygon Consulting, CCUS: МОДЕТИЗАЦИЯ ВЫБРОСОВ CO₂, август 2021 <https://vygon.consulting/products/issue-1911/>
157. Создание отрасли улавливания, транспорта и хранения CO₂ / Газпромнефть, Августа 2021 г
158. Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО, Перспективы развития третичных МУН в мире и в России, Январь 2021
159. «НОВАТЭК разделит аммиак с японцами» / «Коммерсант», Июнь 2021. URL: <https://www.kommersant.ru/doc/4869347>
160. «Татнефть» представила свои социальные и экологические проекты на KazanSummit»/ Девон, Июль 2021, URL: https://iadevon.ru/news/society/%c2%abtatneft%c2%bb_predstavila_svoi_sotsialnie_i_ekologicheskie_proekti_na_kazansummit-11741/
161. «Газпром нефть» раскрыла детали российского проекта улавливания CO₂ - Обзор прессы - Энергетика и промышленность России, ЭИПР, декабрь 2021, URL: <https://www.eprussia.ru/pressa/articles/248939.htm>
162. «Газпром нефть» будет внедрять технологии улавливания CO₂ на Сахалине, Нефть и капитал, сентябрь 2022, URL: <https://oilcapital.ru/news/2022-09-21/gazprom-neft-budet-vnedryat-tehnologii-ulavlivaniya-co2-na-sahaline-1485500>
163. Газета.ru, «Газпром нефть» и НЛМК совместно будут развивать низкоуглеродную энергетику, сентябрь 2021, https://www.gazeta.ru/business/news/2021/09/08/n_16500182.shtml
164. Валерий Лимаренко привлекает международный бизнес к участию в климатическом эксперименте на Сахалине и Курилах / Официальный сайт Губернатора и Правительства Сахалинской области, Сентябрь 2021. URL: https://sakhalin.gov.ru/index.php?id=105&tx_ttnews%5Btt_news%5D=17804&cHash=d38425c39e0913196f47002fdb13071d
165. СИБУР и Linde начнут проект по очистке CO₂ / Global Business Club, June 2021. URL: https://globuc.com/ru/news/linde-and-sibur-to-recycle-co2-project/?fbclid=IwAR3JnmFc7KEppel20x3pyC_rYqErFy85JQrLzx_n-THaRlshdY5RucHl