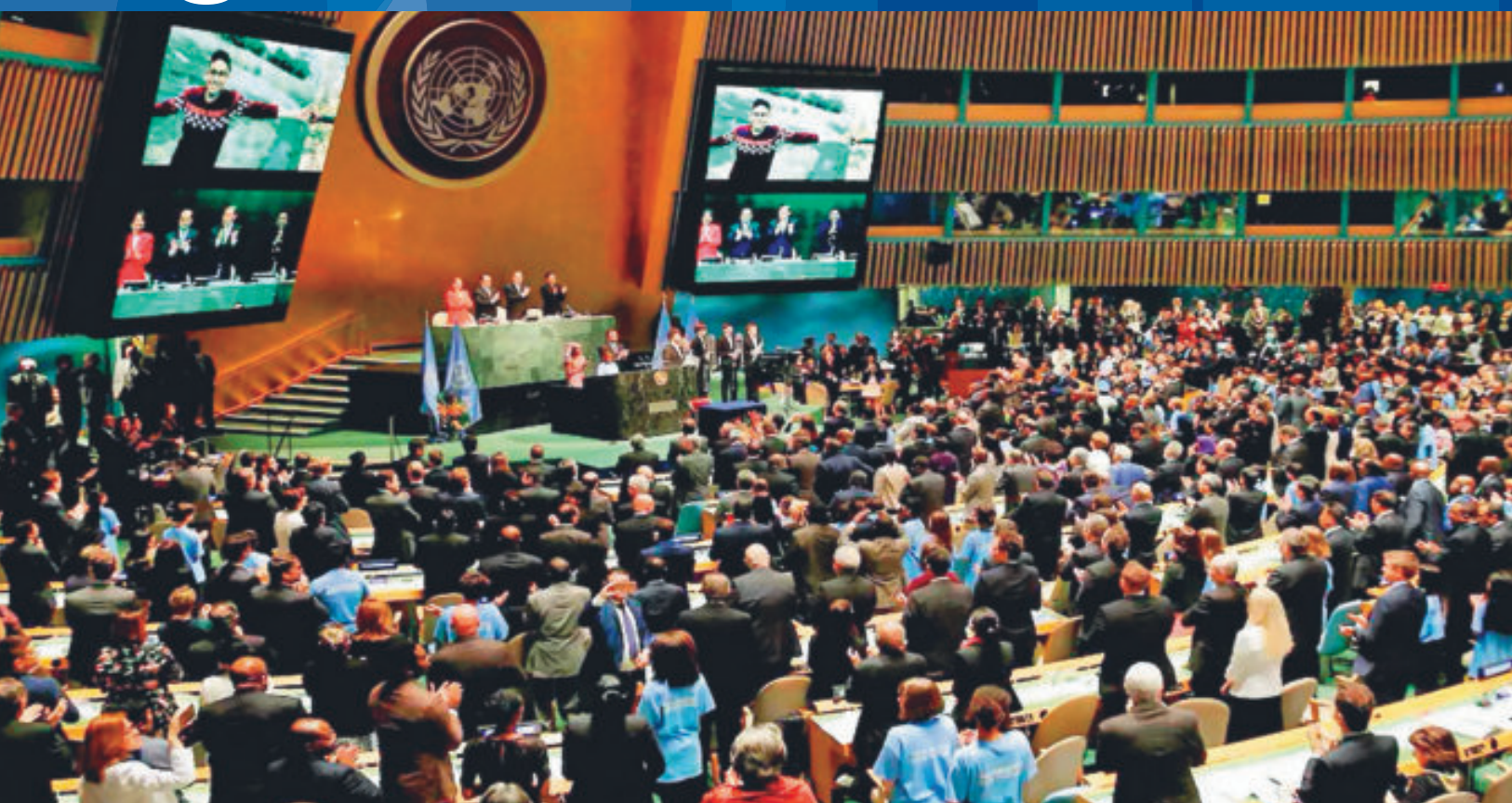




ЭНЕРГЕТИКА ЭКОЛОГИЯ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Информационно-аналитический
бюллетень
ПАО «Мосэнерго»



Выпуск № 3 / 2022

ТЕХНОЛОГИИ УЛАВЛИВАНИЯ ДИОКСИДА
УГЛЕРОДА НА ТЭС, ЕГО ТРАНСПОРТИРОВКА,
ПОЛЕЗНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ И ЗАХОРОНЕНИЕ

УДК 620.9:502/504
ББК 31+20.1
Э 40

Издание выходит с 2022 года

Главный редактор академик РАН **А.В. Клименко**

Э 40 **Экология, энергетика, энергосбережение** : бюллетень / под редакцией академика РАН А.В. Клименко. — Москва : ПАО «Мосэнерго», 2022 —

ISBN 978-5-383-01604-6

Вып. 3. Технологии улавливания диоксида углерода на ТЭС, его транспортировка, полезное использование и захоронение / [Г.А. Рябов ; Перспективы применения установки улавливания углекислого газа на филиалах ПАО «Мосэнерго» / С.А. Петелин, А.Н. Вивчар, П.В. Бублей, В.А. Сердюков, О.Ю. Сигитов]. — 2022 — 32 с.

ISBN 978-5-383-01649-7

Выпуск посвящен технологиям улавливания диоксида углерода на ТЭС, его транспортировки, полезного использования и захоронения (технологии CCUS — от англ. Carbon Capture, Utilization and Storage). Рассмотрены различные технологии улавливания CO₂ и дана их градация по уровню технологической готовности. Показано, что с экономической точки зрения модернизация с использованием технологий CCUS наиболее целесообразна для недавно построенных электростанций и промышленных объектов, которые расположены вблизи мест с возможностью использования или хранения CO₂. Даны примеры действующих угольных электростанций и новых проектов с улавливанием и захоронением CO₂, а также использованием газовых турбин на сверхкритическом CO₂. Показано, что стоимость улавливания CO₂ может значительно варьироваться в зависимости от концентрации CO₂ в газовом потоке. Отмечено, что хорошо отработанная система улавливания с помощью жидких сорбентов (аминов) является наиболее затратной. Новые разработки, пока еще находящиеся на стадиях пилотных проектов, могут заметно увеличить эффективность установок для улавливания CO₂. Рассмотрены вопросы транспорта CO₂, подземного захоронения и полезного использования. Отмечено, что внедрение технологий CCUS требует государственной поддержки. Даны примеры различных национальных стратегий для крупномасштабного развертывания CCUS. Приведены результаты отечественных разработок в области технологий CCUS.

УДК 620.9:502/504
ББК 31+20.1

ISBN 978-5-383-01649-7 (вып. 3)
ISBN 978-5-383-01604-6

© ПАО «Мосэнерго», 2022
© Рябов Г.А., Петелин С.А.,
Вивчар А.Н., Бублей П.В.,
Сердюков В.А., Сигитов О.Ю., 2022

ТЕХНОЛОГИИ УЛАВЛИВАНИЯ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА НА ТЭС, ЕГО ТРАНСПОРТИРОВКА, ПОЛЕЗНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ И ЗАХОРОНЕНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	3
1. Улавливание диоксида углерода	7
2. Транспортировка CO ₂ , хабы	15
3. Подземное захоронение CO ₂	17
4. Полезное использование диоксида углерода	21
5. Экономические факторы, влияющие на внедрение CCUS-технологий	25
6. Технологии CCUS в России	31
Перспективы применения установки улавливания углекислого газа на филиалах ПАО «Мосэнерго»	32

ОБ АВТОРАХ



РЯБОВ

Георгий Александрович

доктор технических наук,
заслуженный работник ЕЭС России,
почетный энергетик.

Автор разделов 1—6

Авторы раздела «Перспективы применения установки улавливания углекислого газа на филиалах ПАО «Мосэнерго»

ПЕТЕЛИН

Сергей Александрович

заместитель директора
по производству ООО «Газпром
энергохолдинг»

ВИВЧАР

Антон Николаевич

начальник инженерного управления,
канд. геогр. наук, ПАО «Мосэнерго»

БУБЛЕЙ Петр Васильевич

начальник службы экологии
ПАО «Мосэнерго»

СЕРДЮКОВ

Виталий Александрович

главный специалист службы
экспертизы и технического развития
ПАО «Мосэнерго»

СИГИТОВ

Олег Юрьевич

руководитель проектов службы
экспертизы и технического развития,
канд. техн. наук, ПАО «Мосэнерго»



United Nations
Climate Change

COP27
SHARM EL-SHEIKH
EGYPT 2022



ОБРАЗУЮЩИЙСЯ ПРИ СЖИГАНИИ
ОРГАНИЧЕСКОГО ТОПЛИВА ДИОКСИД
УГЛЕРОДА (CO_2) ИГРАЕТ ГЛАВНУЮ РОЛЬ
В ВОЗНИКНОВЕНИИ ПАРНИКОВОГО ЭФФЕКТА

Введение



Мировое сообщество предпринимает беспрецедентные меры для того, чтобы ограничить глобальное повышение температуры в этом столетии целевым показателем в 1,5 °C по сравнению с доиндустриальным уровнем и смягчить более серьезные последствия изменения климата [1]. Наибольшее внимание уделяется мерам по сокращению эмиссии образующегося при сжигании органического топлива диоксида углерода CO₂ (углекислого газа), играющего главную роль в возникновении парникового эффекта.

Сокращения эмиссии диоксида углерода должны быть сделаны во всех секторах экономики. Согласно сценарию устойчивого развития Международного энергетического агентства (МЭА) выбросы CO₂ в 2030 г. должны снизиться до 26,7 Гт CO₂ в год, в 2050 г. — до 10 Гт CO₂, а в 2070 г. стать нулевыми. Более 130 стран обязались добиться углеродной нейтральности (NZE, от англ. *Net Zero Emissions* — чистые нулевые выбросы) до 2050 г., Китай собирается достичь этой цели к 2060 г., а Индия — к 2070 г.

Рассматриваются различные способы снижения темпов роста концентрации диоксида углерода в атмосфере, а в перспективе и ее уменьшения. К ним относятся повышение эффективности использования ископаемых топлив, структурное и технологическое энергосбережение, увеличение доли газа в топливно-энергетическом балансе, опережающее развитие безуглеродных источников энергии (атомная и гидроэнергетика, возобновляемые источники энергии). Однако энергетический баланс обладает исключительной инерционностью, его резкое изменение невозможно, и потому ископаемые топлива будут сохранять свое существенное значение в нем еще в течение длительного времени. В этой связи особый интерес представляет такой способ снижения эмиссии при сжигании органического топлива, как улавливание, последующее использование или захоронение CO₂ (сокращено CCUS-технологии, от англ. *Carbon Capture, Utilization and Storage* — улавливание, утилизация и хранение углерода). Уловленный CO₂ может храниться глубоко под землей в геологических формациях или использоваться в различных целях, в том числе для увеличения нефтеотдачи или в качестве сырья в производстве новых топлив, например метанола, химикатов или строительных материалов.

На рис. 1 показано, как различные меры могут способствовать сокращению выбросов CO₂ (сравнение с показателями 2020 г.).

Большинство сценариев развития энергетики, включая сценарий устойчивого развития МЭА (англ. *sustainable development scenario* — SDS) [1], отводят значительную роль технологиям CCUS для сокращения прямых выбросов от использования ископаемого топлива в электроэнергетике и промышленности. В табл. 1 показаны прогнозируемые уровни улавливаемого CO₂ в зависимости от источников его выбросов [1].

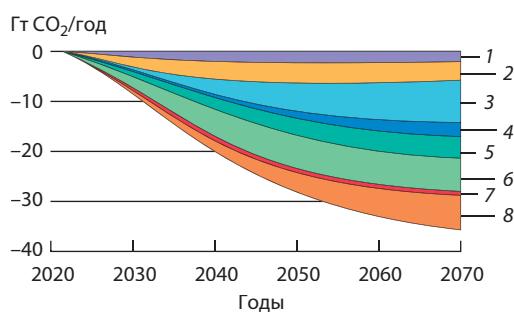


Рис. 1.
Сокращение выбросов CO₂ в год в сценарии устойчивого развития МЭА [1]:

1 — энергосбережение; 2 — технологический переход; 3 — электрификация; 4 — водород; 5 — биоэнергия; 6 — другие возобновляемые источники энергии; 7 — другие виды топлива; 8 — улавливание, использование и хранение диоксида углерода (CCUS)

Ожидается, что на долю технологий CCUS придется около 15 % (рис. 1) совокупного сокращения выбросов энергетического сектора во всем мире за период до 2070 г. Количество CO₂, улавливаемого на ТЭС, использующей ископаемое топливо, постоянно увеличивается в течение горизонта прогнозирования и должно достигнуть 220 Мт в 2030 г. и 4,0 Гт в 2070 г. К 2070 г. в общей сложности 1100 ГВт генерирующих мощностей будут эксплуатироваться с использованием тех-

нологий CCUS, производя около 6000 ТВт·ч электроэнергии (или 8 % мирового производства электроэнергии).

Применение технологий CCUS не только обеспечивает плавный переход к все более широкому распространению безуглеродных и, в первую очередь, возобновляемых источников энергии (ВИЭ), но и, что более важно, оставляет принципиальную возможность продолжать использование традиционной тепловой энергетики, практически исключив ее влияние на изменение климата. Кроме того, сохранение тепловой энергетики позволяет иметь существенный резерв, который в обязательном порядке необходим для стабильного и надежного функционирования энергосистем при значительной доле в них ВИЭ, отличающихся стохастическим характером выработки. По данным [2], требуется вводить около 8 МВт резервной мощности традиционных источников на каждые 10 МВт возобновляемых источников энергии.

Технологии CCUS отличаются разнообразием, многие из них уже испытаны и хорошо изучены. Диоксид углерода CO₂ антропогенного происхождения был впервые закачан для хранения под землей в промышленных масштабах в 1996 г. С тех пор более 260 млн т антропогенных выбросов CO₂ уже были уловлены и захоронены для использования в целях повышения нефтеотдачи (EOR, от англ. Enhanced oil recovery — улучшение добычи нефти) в солевых водоносных горизонтах.

4

Таблица 1

Улавливание, хранение и использование CO₂ в мире по сценарию устойчивого развития, млн т CO₂/год

Источник	2030 г.	2050 г.	2070 г.	Всего к 2070 г.
Ископаемые топлива	436	3584	5586	142 648
Промышленность	312	979	1073	36 562
BECCS. Биомасса	81	955	3010	52 257
DAC. Прямое улавливание из воздуха	11	117	741	8788
Общее улавливание, захоронение, использование	840	5635	10 410	240 255
	650	5266	9533	220 845
	190	369	877	19 410

Примечание. BECCS, от англ. *bioenergy with carbon capture and storage* — биоэнергетика с улавливанием и хранением углерода; DAC, от англ. *direct air capture* — прямой захват воздуха.

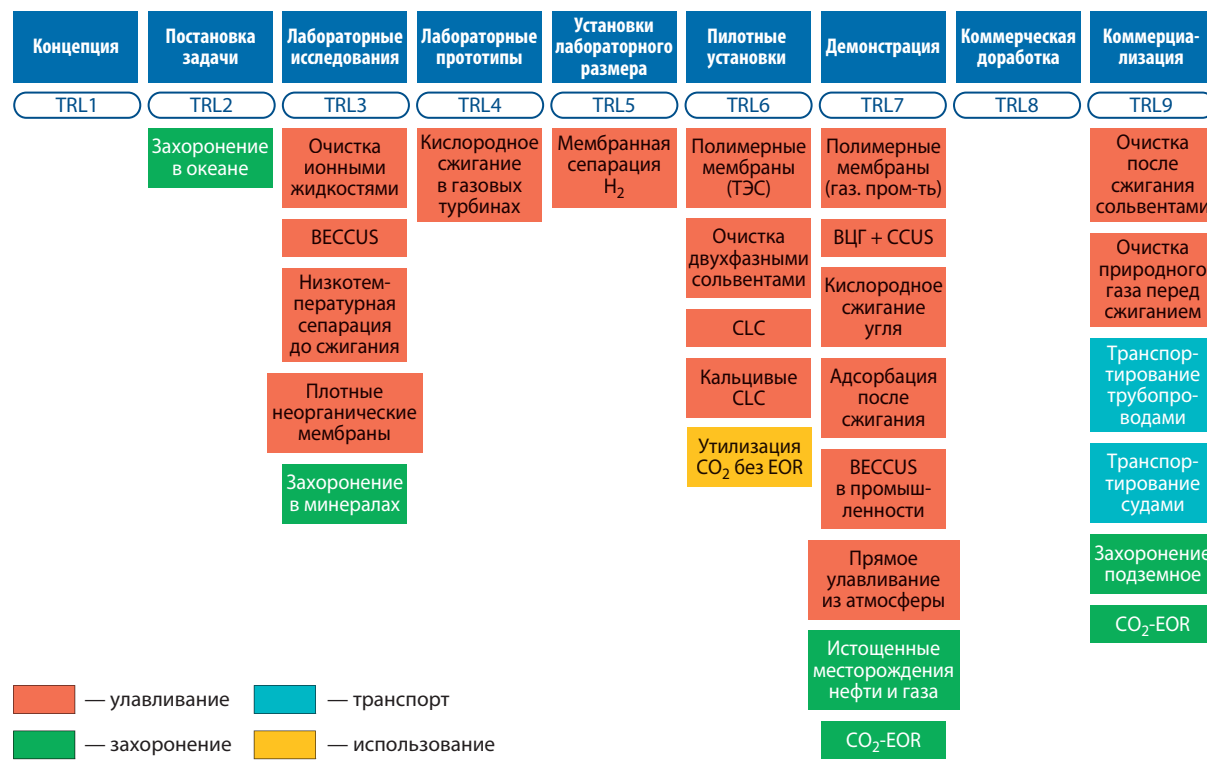


Рис. 2. Этапы внедрения CCUS-технологий с позиций уровня технологической готовности: CLC — сжигание в химических циклах; ВЦГ — внутрицикловая газификация

На рис. 2 представлена качественная оценка зрелости отдельных этапов технологий CCUS на основе метода TRL (от англ. Technology readiness level — уровень технологической готовности). Видно, что этапы находятся на разных стадиях разработки, некоторые из них уже коммерциализированы (TRL9), а большинство находится на стадии пилотной установки (TRL6) или выше [3]. Препятствия для широкомасштабного развертывания CCUS не являются техническими, и существует потенциал для будущего снижения затрат в результате использования технологий следующего поколения.

С экономической точки зрения модернизация с использованием CCUS-технологий, как правило, наиболее целесообразна для недавно введенных в эксплуатацию электростанций и промышленных объектов, которые рентабельны и расположены вблизи мест с возможностью использования или

хранения CO₂, в том числе для увеличения нефтеотдачи. Другими техническими характеристиками, которые необходимо учитывать при оценке того, будет ли модернизация иметь коммерческий или экономический смысл, являются мощность, наличие места на площадке для оборудования улавливания CO₂, коэффициент загрузки, тип установки, близость к соответствующей задачам транспортной инфраструктуре и уверенность в долгосрочной доступности емкости для хранения CO₂. В странах с развитой экономикой, где промышленные объекты, как правило, уже нуждаются в модернизации, существует больше возможностей для их досрочного вывода из эксплуатации, поскольку связанные с этим экономические потери обычно ниже. В странах с развивающейся экономикой и с более современными установками упор, скорее всего, будет сделан на модернизацию ТЭС с использованием более эффективных технологий, в том числе технологий CCUS.



УПРАВЛЕНИЕ CO₂ ПОСЛЕ СЖИГАНИЯ
ЯВЛЯЕТСЯ НАИБОЛЕЕ ШИРОКО
ПРИМЕНЯЕМЫМ ПОДХОДОМ

1 Улавливание диоксида углерода



Существует четыре основных типа процесса улавливания CO_2 :

* *Улавливание после сжигания.* Большинство таких технологий улавливания, используемых сегодня в проектах, представляют собой абсорбционные системы с абсорбентами на основе аминов. Дополнительные технологии, относящиеся к категории улавливания после сжигания, включают адсорбцию на твердом сорбенте, топливные элементы, способные концентрировать CO_2 , включая топливные элементы с расплавленным карбонатом натрия и калия (MCFC, от англ. *Molten carbonate fuel cell*), и мембранное разделение.

* *Кислородное сжигание.* Топливо сжигается в среде кислорода и рециркулируемого CO_2 . После исключения NO_x получение CO_2 сводится к относительно простому процессу конденсации воды из дымовых газов, состоящих в основном из CO_2 и водяного пара.

* *Улавливание перед сжиганием.* Используется на электростанции с комбинированным циклом с интегрированной (внутрицикловой) газификацией. Диоксид углерода улавливается из потока топливного газа под давлением. Типичные технологии разделения, которые попадают в эту категорию, включают процессы Rectisol и Selexol, адсорбцию при переменном давлении.

* *Улавливание в химическом цикле.* Еще один подход — использование кальциевых или высокотемпературных химических циклов с оксидами металлов в качестве носителя кислорода.

Улавливание после сжигания является наиболее широко применяемым подходом. Эта технология улавливания уже более 80 лет используется в промышленных целях при производстве химикатов и для очистки природного газа и других газовых потоков.

Способы и технологии улавливания. Химическая абсорбция CO_2 — это традиционная технология, основанная на реакции между CO_2 и химическим растворителем (например, соединениями этаноламина). Эта операция обычно выполняется с использованием двух колонн: одна является абсорбером, а другая — десорбером и работает при более высокой температуре, выделяя чистый CO_2 и регенерируя химический растворитель для дальнейшей работы. Химическая абсорбция с использованием растворителей на основе растворов различных аминов является наиболее продвинутой на практике методом отделения CO_2 и относится к TRL 9 — TRL 11 по градации методов CCUS [3]. Она широко использовалась на протяжении десятилетий и в настоящее время применяется в ряде проектов по всему миру при

производстве электроэнергии и в промышленности. В настоящее время запланирован ряд крупномасштабных проектов CCUS, в которых для отделения CO₂ будет использоваться химическая абсорбция.

Физическое разделение CO₂ основано либо на адсорбции, абсорбции и криогенном разделении, либо на дегидратации и сжатии. Для физической адсорбции используются твердые адсорбенты (например, активированный уголь, оксид алюминия, оксиды металлов или цеолиты), в то время как для физической абсорбции используются органические жидкости, например смесь диметилвых эфиров полиэтиленгликолей (процесс Selexol) или метанол (процесс Rectisol). После улавливания с помощью адсорбента CO₂ выделяется при повышении температуры (адсорбция с переменным изменением температуры [TSA]) или давления (адсорбция с переменным давлением [PSA]) либо адсорбция с переменным давлением в вакууме [VSA]). Выделение диоксида углерода из физических растворителей-абсорбентов осуществляется сбросом давления.

Физическое разделение в настоящее время используется в основном при переработке природного газа и производстве этанола, метанола и водорода. Такой способ улавливания CO₂ (по градации методов CCUS [3] относится к TRL 9 — TRL 11) взяли на вооружение девять крупных заводов, все они находятся в США. Завод по производству биотоплива в штате Иллинойс является крупнейшим объектом, на котором внедрены технологии CCUS. На установке газификации в г. Коффевиле (штат Канзас) используется физическое разделение CO₂ путем разделения и сжатия высококонцентрированных потоков CO₂.

Кислородное сжигание — это сжигание топлива в среде кислорода с рециркуляцией CO₂. Поскольку образующийся дымовой газ состоит почти исключительно из CO₂ и водяного пара, последний можно легко удалить с помощью обезвоживания, чтобы получить поток CO₂ высокой чистоты. Обычно кислород производят в промышленных масштабах путем криогенного разделения воздуха, что требует больших затрат энергии. Таким образом, снижение энергопотребления этого этапа является ключевым фактором снижения затрат на улавливание. Передовые

концепции с потенциалом снижения затрат предполагают применение газовых турбин, используемых в сверхкритических энергетических циклах с CO₂, и сжигание под давлением. В настоящее время технология находится на стадии крупного прототипа или предварительной демонстрации (TRL 5 — TRL 7). Был завершен ряд проектов на электростанциях, использующих уголь для производства электроэнергии (проект Callide Oxfuel в Австралии и проект Compostilla в Испании), и при производстве цемента.

Мембранное разделение основано на полимерных или неорганических устройствах (мембранах) с высокой селективностью по CO₂, которые пропускают CO₂, но действуют как барьеры для удержания других газов в газовом потоке. Мембраны также могут быть очень селективными по отношению к водороду, пропуская его и сохраняя CO₂. Применительно к переработке природного газа они находятся в основном на демонстрационной стадии (TRL 6, TRL 7). Единственная существующая крупномасштабная установка по улавливанию, основанная на мембранной сепарации, принадлежит компании Petrobras в Бразилии. Мембраны для очистки дымовых газов в настоящее время находятся в стадии разработки (TRL 6, TRL 7).

Химические циклы улавливания CO₂ основаны на технологии связанных между собой реакторов. В кальциевых циклах CO₂ удаляется из уходящих газов. В первом реакторе негашеная известь (CaO) используется в качестве сорбента для улавливания CO₂ из газового потока с образованием карбоната кальция (CaCO₃). Затем CaCO₃ транспортируется во второй реактор, где он регенерируется, в результате чего образуется CaO и чистый поток CO₂. Затем известь возвращается в первый реактор. Разработка технологии кальциевых циклов в настоящее время находится на стадии TRL 5, TRL 6. Они были испытаны в основном в пилотных установках с псевдоожиженным слоем, работающих на угле, и при производстве цемента. Химические циклы с оксидами металлов — носителями кислорода — также основаны на связанных между собой реакторах с циркулирующим кипящим слоем. В одном из реакторов топливо реагирует с кислородом, выделяющимся из оксидов, образующиеся при этом частицы металла поступают в воздушный реактор, где

снова окисляются и возвращаются в топливный реактор. Таким образом, из топливного реактора выходит поток CO_2 с парами воды, а из воздушного — в основном азот (N_2). Сейчас ведутся разработки или эксплуатируются уже около 35 пилотных проектов (TRL 4 — TRL 6) мощностью до 3 МВт для сжигания угля, газа, нефти и биомассы.

Прямая сепарация включает улавливание CO_2 , образующегося 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, что значительно снижает затраты энергии, связанные с разделением газа. Пилотная установка по производству извести и цемента с низкой интенсивностью выбросов, разработанная Calix на заводе HeidelbergCement в Ликше (Бельгия), является одним из примеров практического применения этой технологии.

Перспективной технологией получения электроэнергии является энергетический цикл с CO_2 сверхкритических параметров. После сжигания топлива в кислородной среде получают практически чистый CO_2 и водяной пар. На турбину подается водяной пар и CO_2 в сверхкритическом состоянии, потом весь поток CO_2 или его часть охлаждается и вновь участвует в цикле, а вода используется или сбрасывается в сточные воды. В настоящее время используются два сверхкритических энергетических цикла с CO_2 : цикл Аллама NET Power и цикл Trigen Clean Energy Systems (CES) (TRL 5 — TRL 7). Цикл Аллама реализован на опытной электростанции мощностью 50 МВт в Техасе, которая начала работу в 2018 г., а коммерческая электростанция мощностью 300 МВт в настоящее время находится на стадии проектирования. Электростанция CES мощностью 150 МВт Kimberlina в Калифорнии успешно работает с 2013 г.

Всего в мире насчитывается 30 действующих (на октябрь 2021 г.) объектов, использующих технологию CCUS [1, 3]. Большинство этих объектов связаны с переработкой природного газа и производством химикатов, таких как этанол, удобрения и водород для нефтеперерабатывающих заводов, а также с производством стали и электроэнергии. Вместе они обеспечивают возмож-

ность хранения около 40 млн т CO_2 в год. Кроме того, шесть объектов находятся в стадии строительства и должны быть завершены в 2020-х гг. Два из них связаны с производством химикатов в Китае, а именно Sinopec Qilu Petrochemical CCS и Guodian Taizhou Power Station Carbon Capture.

Восемнадцать из 30 действующих коммерчески выгодных объектов CCUS находятся в Северной Америке, из них 14 — в США (в значительной степени благодаря поддерживающей национальной политике, акценту на инновации в области технологий с низким уровнем выбросов, успешной истории разведки и эксплуатации месторождений нефти и газа, доступным хранилищам CO_2). Северная Америка продолжает оставаться лидером в развертывании CCUS: в 2021 г. было объявлено о 41 новом крупномасштабном коммерческом проекте CCUS. Важно отметить, что коммерческие объекты CCUS разрабатываются в нескольких странах, включая Бельгию, Данию, Венгрию, Индонезию, Италию, Малайзию и Швецию.

В производстве электроэнергии CCUS-технологии в настоящее время играют относительно небольшую роль: один действующий и один приостановленный проект общей мощностью 350 МВт. Оба являются модернизацией угольных электростанций, расположенных в Северной Америке, а именно:

* электростанции Boundary Dam мощностью 110 МВт в Канаде, которая была модернизирована для улавливания CO_2 в 2014 г. и рассчитана на улавливание 1,0 Мт CO_2 /год;

* электростанции Petra Nova в Техасе, США, которая начала работу в январе 2017 г., улавливаемый объем составил 1,4 Мт CO_2 /год. Эксплуатация этого объекта была приостановлена в начале 2020 г. в связи с глобальным экономическим спадом, вызванным пандемией Covid-19, а также снижением цен на нефть, что повлияло на доходы завода от увеличения нефтеотдачи. Оператор Petra Nova (NRG Energy) указал, что улавливание CO_2 возобновится, когда экономические условия улучшатся [3].

Ведутся исследования комбинированных технологий улавливания CO_2 с целью снижения

затрат. Для ПГУ рассматриваются варианты применения топливных элементов на основе расплавов карбонатов (MCFC). Такие топливные элементы способны концентрировать CO_2 , потому что в качестве электролита в них используются расплавы карбонатов лития, калия, натрия. Переносчиками кислорода, необходимого для окисления топлива, и заряда выступают карбонат-ионы. Потребление CO_2 в рассматриваемом процессе очень велико: по массе в 2,75 раза больше, чем кислорода, и в 22 раза больше, чем водорода. Интегрирование ПГУ и MCFC представляется одним из наиболее эффективных способов декарбонизации электростанций на природном газе. Наиболее дорогими установками очистки дымовых газов от CO_2 оказались ПГУ с осаждением CO_2 в ультразвуковом потоке, а также ПГУ с многовальтной газовой турбиной и абсорбционной очисткой при высоком давлении. В последнем случае дымовые газы после газовой турбины высокого давления (0,8 МПа, 800 °С) охлаждаются и направляются в абсорбер с аминовым поглотителем. Очистка газовой смеси осуществляется при высоком парциальном давлении CO_2 , что удешевляет ее. После очистки и подогрева дымовые газы подаются в газовую турбину низкого давления. В этой схеме экономия на очистке дымовых газов от CO_2 оборачивается большими затратами на теплообменное оборудование и значительными потерями энергии в нем.

Примеры угольных электростанций с технологией CCUS. Угольные электростанции в расчете на 1 кг условного топлива дают в 2 раза больше выбросов CO_2 по сравнению с газовыми. Вместе с тем парциальное давление, а следовательно, и концентрация CO_2 в уходящих газах угольных электростанций заметно выше, что облегчает задачу его улавливания. Так, в парогазовых установках на природном газе парциальное давление CO_2 обычно равно 4—5 кПа, а в угольных паротурбинных установках — примерно 12—14 кПа. При этом технологии улавливания для газовых и угольных установок принципиально не отличаются. Это прежде всего относится к коммерчески используемой технологии промывки аминами и развивающимся мембранным технологиям.

Проект Boundary Dam 3 в Саскачеване (Канада) был первым в мире объектом CCUS на угольной

электростанции. Установка номинальной производительностью 1 млн т CO_2 /год включает в себя элементы улавливания CO_2 аминами после сжигания топлива, оборудование для сжатия и подготовки к транспортировке CO_2 . Объект производит CO_2 в первую очередь для повышения нефтеотдачи, но он также предназначен для закачки и постоянного геологического хранения CO_2 в соленом водоносном горизонте на глубине 3400 м.

Установка CCUS столкнулась с техническими проблемами особенно в первые годы эксплуатации, в том числе с некоторыми технологическими сложностями, связанными с летучей золой и другими загрязняющими веществами. Эти проблемы решаются путем увеличения числа пластин на теплообменниках, а также мощности насосов этих теплообменников для обеспечения уровня резервирования, а также замены загрязненных набивок и повышения эффективности использования.

Проект Jinjie Energy объекта CCUS мощностью 0,15 млн т CO_2 /год является национальным научно-исследовательским проектом в Китае и ключевым проектом в провинции Шэньси. Целями проекта являются проведение исследований технологий улавливания CO_2 для угольных электростанций, проведение промышленной демонстрации и создание инновационной, эффективной технологической системы для угольных электростанций в Китае для улавливания CO_2 из дымовых газов. Этот проект также использует химическую абсорбцию и интегрирован с докритическим блоком мощностью 600 МВт. Уловленный CO_2 будет закачиваться в существующую площадку проекта Ордос. В июне 2021 г. проведена непрерывная 168-часовая опытная эксплуатация установки с полной нагрузкой. Достигнута степень улавливания CO_2 на уровне 90 %, что позволило производить жидкие продукты CO_2 промышленного качества с чистотой 99,5 %. Проект предусматривает также закачку уловленного CO_2 на месторождении Ченцзякунь во Внутренней Монголии для геологического хранения.

China Huaneng Group (CHG) строит мультиэнергетическую электростанцию суммарной мощностью 10 ГВт в Цинъяне (провинция Ганьсу, Китай). Электростанция включает, в частности, два угольных энергоблока мощностью 1 ГВт

каждый, оснащенных системой CCUS. Параметры пара для блоков предусматриваются следующими: давление основного пара 28 МПа и температура 605 °С, температура однократного промежуточного перегрева 623 °С. Эта электростанция будет иметь воздушное охлаждение с КПД нетто 46,6 % и удельным расходом 264 г/(кВт·ч). Остальные 8 ГВт энергии будут получены из возобновляемых источников энергии ветра и солнца, при этом около 10 % энергии будет аккумулироваться. Ожидается производство 18 млрд кВт·ч/год энергии, использование более 95 % экологически чистой энергии и сокращение выбросов CO₂ примерно на 20 Мт CO₂/год.

Система CCUS основана на технологии улавливания после сжигания с использованием запатентованного растворителя третьего поколения, разработанного с целью снижения энергопотребления до 2,2—2,3 ГДж/т CO₂. Завершено обследование площадки для трубопроводной транспортировки CO₂ и проведены предварительные исследования геологических условий для подземного хранения. Существует также потенциал

использования части уловленного CO₂ для повышения нефтеотдачи.

Сверхкритические энергетические циклы CO₂. Разработаны различные циклы выработки электроэнергии, использующие в качестве рабочего тела диоксид углерода в сверхкритическом состоянии (параметры критической точки CO₂ 31,1 °С и 7,38 МПа). Их можно разделить на циклы с прямым нагревом (открытый или полужамкнутый цикл) и с непрямым нагревом (замкнутый цикл) в зависимости от того, производится ли нагрев CO₂ в результате сжигания топлива в среде кислорода или нагрев происходит косвенно с помощью теплообменника, как в обычном паровом цикле.

Цикл Аллама—Фетведта — это инновационная технология производства электроэнергии на природном или синтез-газе, полученном в результате газификации угля, с неотъемлемым улавливанием CO₂. Он включает в себя кислородное сжигание топлива с использованием полученного CO₂ в качестве рабочего тела (рис. 3).

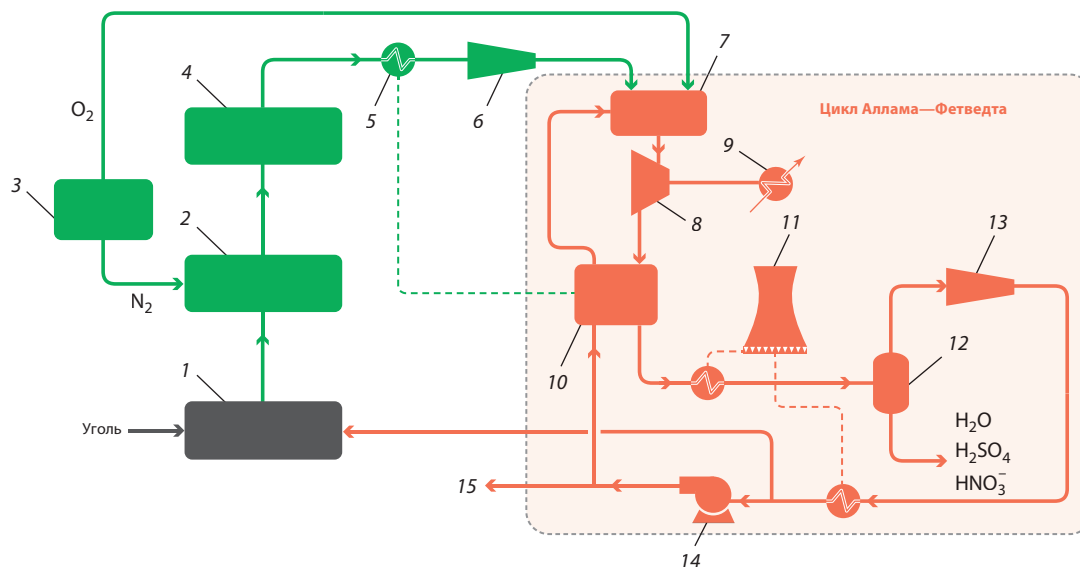


Рис. 3.

Упрощенная схема цикла Аллама—Фетведта в сочетании с системой газификации угля:

1 — подготовка и подача угля; 2 — газификация; 3 — воздухоразделительная установка; 4 — очистка синтез-газа; 5 — утилизация тепла; 6 — сжатие синтез-газа; 7 — камера сгорания; 8 — турбина; 9 — электрогенератор; 10 — теплообменник-рекуператор; 11 — охлаждение; 12 — сепаратор воды; 13 — компрессор CO₂; 14 — насос CO₂; 15 — трубопровод CO₂ высокого давления

Цикл представляет собой цикл высокого давления с низким коэффициентом сжатия, с одной турбиной, давление на входе которой составляет приблизительно 30 МПа, степень повышения давления равна 10. Продукты сгорания направляются в газовую турбину и затем при повышенном давлении охлаждаются. При конденсации воды и CO_2 происходит их разделение. Одна часть CO_2 направляется обратно в камеру сгорания для снижения в ней температуры, а вторая — на захоронение. Эффективность удаления CO_2 из дымовых газов превышает 97 %. При этом отсутствует необходимость размещать дополнительное оборудование для выделения CO_2 . Температура в камере сгорания достигает 730 °С. Расчетный КПД нетто установки электрической мощностью 250 МВт равен 59 % при ее работе на природном газе и 51 % при использовании угля, включая его предварительную кислородную или парокислородную газификацию. Преимущество цикла Аллама—Фетведта заключается в том, что благодаря высокой плотности рабочего тела (CO_2) размеры оборудования относительно малы, что уменьшает размер общей площади ТЭС. Высокая эффективность, небольшой размер и простота схемы энергетических циклов на сверхкритическом CO_2 могут привести к потенциально значительному сокращению капитальных затрат и затрат на топливо, а также к сокращению выбросов парниковых газов при выработке электроэнергии.

Цикл Аллама—Фетведта был испытан на электростанции NET Power в Техасе. При этом КПД установки, по утверждению руководства компании, близка к 48 %, а произведенный поток чистого CO_2 готов для хранения или использования. Для использования в этом проекте компания Toshiba разработала, изготовила и поставила камеру сгорания и гибридную турбину мощностью 50 МВт.

Компания NET Power в настоящее время занимается коммерциализацией цикла Аллама—Фетведта в газовой промышленности, в то время как компания 8 Rivers Capital возглавляет промышленный консорциум в Северной Дакоте и Миннесоте по внедрению цикла Аллама—Фетведта с использованием синтез-газа, получаемого при газификации угля, биомассы и нефтяного кокса. Подготовлены почти все компоненты установки, работающей по циклу Аллама—Фетведта, за

исключением турбины и камеры сгорания. Также ведется проектирование промышленной газовой установки мощностью 280—300 МВт по циклу Аллама—Фетведта. К 2025 г. на юго-западе Колорадо 8 Rivers Capital планирует ввести в эксплуатацию электростанцию мощностью 280 МВт, работающую на природном газе. Этот проект, известный как проект Coyote Clean Power Project, будет иметь почти нулевой уровень выбросов. Ожидается, что окончательное инвестиционное решение будет принято в 2022 г. Кроме того, в Великобритании было объявлено о предварительном обследовании ряда ТЭС в целях внедрения цикла Аллама—Фетведта для совместного производства электроэнергии и водорода с использованием в качестве топлива природного газа.

Технология Echogen Energy Systems. Сверхкритический CO_2 ($s\text{CO}_2$) можно использовать в качестве рабочего тела в цикле Ренкина вместо пара. По-видимому, такое решение имеет преимущество при относительно небольших мощностях, равных обычно 0,1—10 МВт. Для крупных угольных электростанций лучше подходит более традиционный паровой цикл Ренкина. В 2014 г. на рынок была выпущена первая машина EPS100 с замкнутым циклом сверхкритического CO_2 мощностью 8 МВт, разработанная Echogen Energy Systems. Она преобразует отработанное тепло различных промышленных процессов в электричество и функционирует при относительно низких температурах.

В отличие от классических паровых систем установки, использующие циклы с $s\text{CO}_2$ могут работать автономно с нулевым потреблением воды и нулевым риском замерзания, что особенно важно в отдаленных районах с холодной погодой. Компания Siemens Energy наметила ввести в эксплуатацию пилотную электростанцию в провинции Альберта (Канада) до конца 2022 г. На электростанции, работающей по циклу Ренкина, будет использована технология Echogen с $s\text{CO}_2$ в качестве рабочего тела для преобразования отработанного тепла.

Сверхкритические жидкости обладают выгодными свойствами: в частности, CO_2 становится сверхкритическим при относительно низких температуре и давлении: 31 °С и 7,4 МПа. Такие свойства позволяют получить компактную замкнутую

систему с умеренными затратами при эксплуатации и техническом обслуживании. В отличие от традиционного парового цикла имеется возможность применить цикл со сверхкритическим CO_2 для утилизации тепла от различных двигателей — тихоходных дизелей до газотурбинных двигателей — при широком диапазоне температур выхлопных газов.

Принцип работы энергетической установки заключается в нагреве жидкого CO_2 отходящими газами промышленных установок, затем нагретый CO_2 расширяется в турбине и поступает в рекуператор, превращаясь в сверхкритическую

жидкость. Echogen передала лицензию на свою технологию немецкой фирме Siemens Energy. В феврале 2021 г. компания Siemens объявила, что внедрит систему, разработанную Echogen, для преобразования отработанного тепла газопровода, принадлежащего TC Energy Corporation (ранее TransCanada Corporation), в электроэнергию.

Интерес Siemens Energy в первую очередь сосредоточен в нефтегазовой отрасли, поскольку компаниям, работающим в этом секторе, нужна поддержка для уменьшения выбросов CO_2 в атмосферу.





ДВА ОСНОВНЫХ ВАРИАНТА КРУПНО-
МАСШТАБНОЙ ТРАНСПОРТИРОВКИ CO₂ —
ТРАНСПОРТИРОВКА ПО ТРУБОПРОВОДАМ
И ПО МОРЮ

2 Транспортировка CO₂, хабы



Наличие инфраструктуры для безопасной и надежной транспортировки CO₂ является важным фактором, позволяющим внедрять технологии CCUS. Два основных варианта крупномасштабной транспортировки CO₂ — транспортировка по трубопроводам и по морю, хотя на короткие расстояния небольшие объемы CO₂ можно транспортировать также автомобильным или железнодорожным транспортом, но с более высокими затратами в расчете на тонну CO₂.

Трубопроводы являются самым дешевым способом транспортировки CO₂ в больших количествах. В Северной Америке, в основном в США, уже существует разветвленная сеть наземных трубопроводов CO₂ общей протяженностью более 8000 км. Эти наземные трубопроводы в настоящее время транспортируют более 70 млн т CO₂ в год, предназначенного главным образом для увеличения нефтеотдачи. В сочетании с новыми политическими и экономическими стимулами, включающими в себя налоговую льготу, обширная существующая сеть трубопроводов в США стала ключевым фактором для недавно начавшихся проектов. В июне 2020 г. была введена в эксплуатацию магистральная линия Alberta Carbon (ACTL) в Канаде с пропускной способностью 14,6 млн т CO₂ со значительным избыточным объемом (около 90 %) для приема CO₂ с будущих объектов CCUS. Проект ACTL получил 560 млн канадских долларов (430 млн долларов США) в качестве государственных капиталовложений, что чуть меньше половины предполагаемой стоимости проекта в 1,2 млрд канадских долларов (920 млн долларов США). Наземные трубопроводы для CO₂ работают в Нидерландах, Объединенных Арабских Эмиратах и Саудовской Аравии. За исключением трубопровода CO₂ на побережье Мексиканского залива Денбери имеется ограниченный опыт работы с трубопроводами CO₂, проложенными через густонаселенные районы, а восьмидюймовый трубопровод длиной 153 км в Норвегии является единственным морским трубопроводом CO₂. Международная организация по стандартизации выпустила стандарт ISO 27914:2017, который на общем уровне устанавливает, чем должны отличаться трубопроводы CO₂ от других трубопроводов.

Судовой транспорт для перевозки сжиженного CO₂ может быть альтернативой трубопроводному в ряде регионов, особенно в тех случаях, когда CO₂ от нескольких близких прибрежных источников выбросов необходимо транспортировать к общему месту закачки или центру сбора для дальнейшей транспортировки магистральным трубопроводом к морскому хранилищу. Доставка CO₂ пищевого качества уже осуществляется в небольших масштабах (1000—2000 м³ на судно) через Северное море.

Хабы CCUS — это промышленные центры с общей инфраструктурой для транспортировки и хранения CO₂. Примерами таких хабов могут служить порт Роттердама (Нидерланды), проект «Северное сияние» в Норвегии и девять проектов промышленной декарбонизации FEED в Великобритании. Технологии создания хабов достаточно продвинуты и постоянно совершенствуются. К концу 2020 г. еще 20 хабов находились на стадии расширенного или раннего планирования. Благодаря этим проектам можно будет улавливать и хранить более 240 млн т CO₂ в год.



ДЛЯ ХРАНЕНИЯ CO₂ ИСПОЛЬЗУЮТСЯ
ГЛУБОКИЕ ПОДЗЕМНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ
ИЗ СОЛЕВЫХ ФОРМАЦИЙ И ИСТОЩЕННЫЕ
НЕФТЕГАЗОВЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ

3 Подземное захоронение CO₂



Для хранения уловленного CO₂ его закачивают в глубокий подземный геологический резервуар из пористой породы, покрытый непроницаемым слоем горных пород, который герметизирует резервуар и предотвращает восходящую миграцию CO₂ и выброс его в атмосферу. Существует несколько типов резервуаров, подходящих для хранения CO₂, при этом наибольшую емкость имеют глубокие солевые формации и истощенные нефтегазовые резервуары.

Глубокие солевые формации представляют собой слои пористых и проницаемых пород, насыщенных соленой водой (рассолом), которые широко распространены как в наземных, так и в морских осадочных бассейнах. Истощенные нефтяные и газовые резервуары представляют собой пористые горные породы, в которых сырая нефть или газ находились в ловушке в течение миллионов лет, прежде чем они были извлечены, и которые могут аналогичным образом удерживать закачиваемый CO₂.

Когда CO₂ закачивается в пласт, он проходит через него, заполняя поровое пространство. Газ обычно сначала сжимают, чтобы увеличить его плотность, превращая его в жидкость. Резервуар должен находиться на глубине более 800 м, чтобы сохранить CO₂ в жидком состоянии. В резервуаре CO₂ постоянно удерживается с помощью нескольких механизмов: крышка, состоящая из непроницаемых пластических или твердых пород, предотвращает утечки CO₂ на поверхность; CO₂ может растворяться в грунтовых водах порового пространства; CO₂ удерживается в отдельных порах или группах; CO₂ вступает в химическую реакцию с минералами в геологической формации с образованием карбонатов.

Общая глобальная вместимость хранилищ оценивается в пределах от 8000 до 55 000 Гт. Доступность хранилищ значительно различается по регионам, при этом Россия, Северная Америка и Африка имеют самые большие возможности для хранения CO₂. Также считается, что значительные мощности существуют в Австралии. Самый большой известный потенциал соленых водоносных горизонтов на суше находится в Северной Америке. Для Европы, Южной Африки и Южной Кореи наиболее перспективно захоронение CO₂ в морских соленых водоносных горизонтах.

В табл. 2 приведена информация об обеспеченности стран и регионов мира геологическими ресурсами для захоронения CO₂ по данным С.П. Филиппова и О.В. Жданеева [4].

На данный момент определены 12 000 Гт потенциальной емкости хранилищ (суммарные ресурсы), из которых 400 Гт классифицируются как открытые (уже частично используемые) ресурсы. Оценка потенциальной вместимости попада-

Таблица 2
Обеспеченность стран и регионов мира геологическими ресурсами для захоронения CO₂

Континент, страна, регион	Потребность в захоронении, Гт CO ₂ /год	Требуемая вместимость хранилищ, Гт CO ₂	Оценка имеющихся геологических ресурсов, Гт CO ₂	Обеспеченность ресурсами для захоронения CO ₂ , лет
Европа	2,63	210	302	115
Россия	0,63	50	1234	1970
Прочие страны Евразии	0,75	60	485	650
США	2,38	190	812	340
Канада	0,19	15	318	1700
Мексика	0,11	9	138	1230
Бразилия	0,25	20	297	1190
Прочие страны Латинской Америки	0,31	25	606	1940
Китай	2,50	200	403	160
Япония	0,10	8	9	80
Южная Корея	0,06	5	3	48
Прочие страны Восточной Азии	0,25	20	272	1090
Индия	0,75	60	99	130
Индонезия	0,13	10	163	1300
Прочие страны Азии	0,25	20	119	480
Средний Восток	0,16	13	492	3030
Африка	0,19	15	1563	8343
Австралия и Новая Зеландия	0,13	10	595	4760
Всего	11,77	940	7910	676

ет в диапазон 8000 — 55 000 Гт CO₂, предложенный МЭА [3], хранилищ такой емкости хватит на несколько столетий исходя из планов по эмиссии CO₂ для достижения углеродной нейтральности.

Для России геологические ресурсы для захоронения CO₂ оценены в 1234 Гт CO₂ (по другим данным от 1180 до 8673 Гт CO₂). Из них около 95,6 % располагается на суше. Такие ресурсы имеются в большинстве районов страны, но наиболее

подходящие из них располагаются в Волжско-Уральском регионе, в Сибири, а также под дном Охотского моря, включая прилегающие районы. Ежегодные объемы захоронения CO₂ для России оценены в 0,63 Гт (см. табл. 2). Обеспеченность геологическими ресурсами для захоронения CO₂ составит почти 2 тыс. лет.

Национальные и международные правила и стандарты по хранению CO₂ в геологических

формациях содержат по крайней мере три предварительные условия перед началом закачки для обеспечения безопасного и долгосрочного (тысячелетнего) хранения CO₂: определение подходящих мест хранения и проверка их емкости; правильная характеристика мест хранения; планы управления хранением, которые включают инструменты и методы мониторинга, для того чтобы закачанный CO₂ вел себя так, как прогнозируется в разрешениях, без утечек (соответствие) и чтобы в случае утечек могли быть приняты надлежащие меры по смягчению последствий.

Определение характеристик хранилищ может занимать длительное время — от нескольких лет до десятилетий. Хотя это и не является строго техническим вопросом, определение характеристик в терминах национальных и региональных атласов с предкоммерческой оценкой емкости хранилищ следует начинать с государственных геологических изысканий [3]. Геологическое хранение CO₂ на суше встретило серьезное сопротивление, в частности, в Европе. Для снятия скептицизма необходима работа с общественностью в форме научно обоснованных, но популярно сформулированных информационных кампаний. Многолетний успешный опыт подземного хранения природного газа, а теперь уже и опыт хранения CO₂ служат весомым аргументом в преодолении имеющихся сомнений в надежности подземного хранения CO₂.

Текущие и предполагаемые затраты на хранение CO₂ значительно различаются в зависимости от расхода закачки CO₂, характеристик резервуаров для хранения, а также расположения мест хранения CO₂. В некоторых случаях затраты на

хранение могут быть очень низкими. Действительно, когда CO₂ используется по технологии EOR, стоимость хранения может быть фактически отрицательной за счет дополнительных доходов от добычи нефти. По данным из разных источников, стоимость хранения в более чем половине наземных хранилищ в США составляет менее 10 долл. США за тонну CO₂.

Нефтяная промышленность является крупнейшим потребителем CO₂ из внешних источников, при этом предполагаемое годовое глобальное потребление для увеличения нефтеотдачи составляет от 70 до 80 млн т. Технология CO₂-EOR — технология, хорошо зарекомендовавшая себя в основном в США еще с начала 1970-х гг., основана на закачке CO₂ в нефтяные месторождения для увеличения добычи. Это увеличивает общее пластовое давление и улучшает подвижность нефти, что приводит к увеличению притока нефти к добывающим скважинам. США занимают доминирующее положение в использовании технологии CO₂-EOR. Другие страны: Бразилия, Канада, Китай и Турция — также применяют CO₂-EOR, но в меньших масштабах. Сегодня в процессах повышения нефтеотдачи пластов закачивается от 0,3 до 0,6 т CO₂ на баррель нефти, добываемой в США, хотя этот показатель варьируется в зависимости от месторождений и срока реализации проектов. Во время процесса часть CO₂ остается под землей, а остальная часть возвращается на поверхность по мере извлечения нефти. В большинстве установок EOR CO₂, возвращающийся на поверхность, направляется на рециркуляцию, в результате более 99 % закачиваемого CO₂ постоянно хранится в течение всего срока реализации проекта.





МИНЕРАЛИЗАЦИЯ, ТЕРМОХИМИЧЕСКИЙ,
ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИЙ, ФОТОХИМИЧЕСКИЙ
И БИОЛОГИЧЕСКИЙ МЕТОДЫ — ТИПИЧНЫЕ
ПУТИ УТИЛИЗАЦИИ CO₂

4 Полезное использование диоксида углерода



Помимо рассмотренных выше вопросов использования CO_2 в нефтедобыче и для блоков сверхкритических параметров с использованием цикла Аллама—Фетведта существует еще ряд способов преобразования CO_2 в широкий спектр продуктов (рис. 4).

В более общем смысле типичные пути преобразования для утилизации CO_2 можно определить как минерализацию, термохимический, электрохимический/фотохимический и биологический методы.

В термохимическом преобразовании используются катализаторы и энергия, обычно тепло, а также реагенты, например водород, для преобразования CO_2 в углеводородные продукты. Мочевина — один из широко используемых сегодня продуктов, получаемых термохимическим способом из CO_2 и аммиака (NH_3). В электрохимическом процессе электричество используется для восстановления CO_2 до более простых веществ, в частности монооксида углерода (CO), которые затем могут быть объединены с другими реагентами, например с H_2 , для производства широкого ассортимента продуктов. В фотохимическом процессе используются CO_2 , вода и солнечный свет для производства различных видов топлива и химикатов, которые иногда называют солнечным топливом.

Процессы минерализации с участием CO_2 — это химические реакции, приводящие к образованию карбонатов, которые можно использовать при получении строительных материалов. Процессы минерализации обычно требуют таких исходных компонентов, как кальций, магний или силикатсодержащие породы, которые могут реагировать с CO_2 с образованием полезных минералов. Эти исходные материалы могут добывать из природных горных пород или получать из промышленных отходов, находящихся в шламохранилищах. Например, смешивание CO_2 с остатками бокситов (красным шламом) было продемонстрировано в Австралии. Также CO_2 можно использовать в процессе отверждения строительных материалов.

При биологическом методе используются биологические процессы в различных организмах: растениях, бактериях, водорослях. Преобразование CO_2 в топливо, химические вещества, корм для животных и различные другие продукты происходит благодаря фотосинтетическим или метаболическим процессам. Существует ряд потенциальных путей и вариантов, имеются множество компаний и организаций по всему миру, которые работают над коммерциализацией биологических подходов к конверсии CO_2 .

В целом минерализация и некоторые биологические подходы к утилизации CO_2 считаются технически более зрелыми, чем термохимические, электрохимические и фотохимические методы. Однако некоторые технологии химического преобразо-



Рис. 4.

Пути использования CO₂:

1 — карбонизация; 2 — аква- и агрокультура; 3 — биотический синтез; 4 — абиотический синтез; 5 — услуги; 6 — фракционирование; 7 — преобразование; 8 — обезвоживание; 9 — углеродная вставка; 10 — углеродная связь; 11 — риформинг

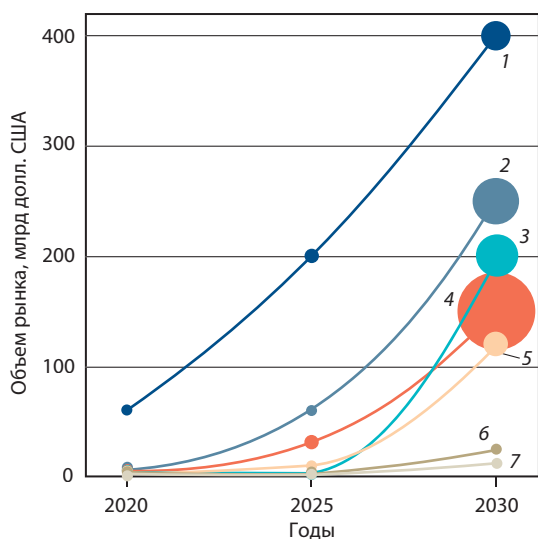


Рис. 5.

Размер рынка CO₂ при применении CCUS-технологий в различных подотраслях экономики:

1 — цемент; 2 — топливо; 3 — минеральные агрегаты; 4 — водоросли (алга), пищевые продукты; 5 — химикаты; 6 — полимеры; 7 — удобрения

вания были коммерциализированы, в качестве примера можно привести проект SABIC в Джубайле (Королевство Саудовская Аравия). В рамках этого проекта ежегодно 500 000 т CO₂ поми-

мо использования в пищевой промышленности преобразуются в такие продукты, как мочевины, метанол и оксиспирты. Исследования показывают, что потенциальные рынки использования CO₂ могут увеличиться в будущем, если технологии начнут развиваться и будет создана соответствующая бизнес-структура (рис. 5). Варианты использования диоксида углерода могут привести к значительным улучшениям качества экологически чистых продуктов, обеспечивая при этом значительный доход.





СТОИМОСТЬ УЛАВЛИВАНИЯ CO₂
ЗНАЧИТЕЛЬНО ЗАВИСИТ ОТ ЕГО
КОНЦЕНТРАЦИИ В ГАЗОВОМ ПОТОКЕ

5 Экономические факторы, влияющие на внедрение CCUS-технологий



Стоимость улавливания CO_2 может значительно варьироваться в зависимости от концентрации CO_2 в газовом потоке, из которого он улавливается, местоположения предприятий, затрат энергии и интеграции с исходным оборудованием и пр.

Стоимость улавливания CO_2 намного ниже, если CO_2 находится в концентрированных потоках, которые получают, например, при производстве водорода, переработке угля для производства химикатов и переработке природного газа, однако при производстве электроэнергии, цемента и стали, а также улавливании из атмосферы (DAC) стоимость улавливания заметно повышается (рис. 6). Затраты на улавливание CO_2 при производстве водорода относятся к переработке природного газа посредством парового риформинга (SMR). Нижний предел диапазона затрат относится к улавливанию CO_2 из концентрированного «технологического» потока, а верхний предел — к улавливанию CO_2 из более разбавленного потока. Оценка расходов была сделана для условий США [3]. Все затраты на улавливание включают стоимость сжатия.

Для некоторых процессов, таких как производство этанола или переработка природного газа, а также производство электроэнергии при сжигании топлива в среде кислорода или в цементной промышленности, CO_2 можно получать уже в высокой концентрации. Обезвоженный поток CO_2 подвергается сжатию для транспортировки, хранения или использования, причем цена сжатого CO_2 относительно невысока. Например, стоимость отделения CO_2 , содержащегося в природном газе, которое часто требуется по техническим причинам перед его продажей или сжижением, может составлять от 15 до 25 долл. США за тонну CO_2 (рис. 6). Для разбавленных потоков CO_2 , включая дымовой газ от ТЭС (концентрация CO_2 обычно составляет 3—14 %) или доменной печи на сталеплавильном заводе (20—27 %), стоимость улавливания CO_2 намного выше (более 40 долл. США за тонну CO_2 , а иногда и более 100 долл. США за тонну), что в среднем составляет около 75 % общей стоимости CCUS.

Было проведено несколько исследований для выявления потенциала снижения затрат на CCUS [1, 3]. Как правило, они указывают на возможность снижения затрат благодаря более широкому применению CCUS в демонстрационных проектах (так называемое «обучение на практике»), а затем и использованию в коммерческих проектах. Накапливаются знания, полученные не только при реализации проектов Boundary Dam, Petra Nova, но и благодаря более поздним исследованиям. Такие знания обеспечивают практическое понимание путей снижения затрат и повыше-

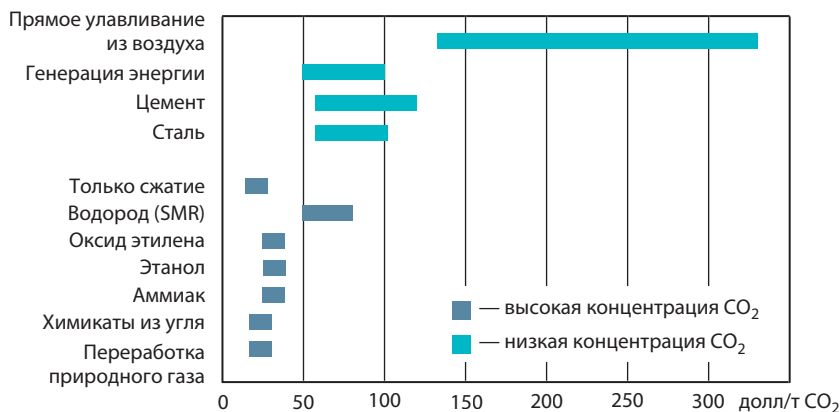


Рис. 6. Приведенная стоимость улавливания CO₂ в некоторых подотраслях экономики при различной концентрации CO₂

ния производительности объектов CCUS следующего поколения.

На угольных электростанциях текущие затраты на улавливание CO₂ с использованием растворителей на основе аминов находятся в диапазоне от 105 до 65 долл/т CO₂ [1, 3]. Министерство энергетики США отметило, что затраты на улавливание должны снизиться примерно до 30 долл. США за тонну CO₂, чтобы CCUS был коммерчески жизнеспособным. Эти затраты, естественно, снизятся

в будущем, поскольку технология CCUS становится все более коммерциализированной в результате ее широкого распространения. Для реализации сценария NZE МЭА к 2050 г. может быть достигнуто снижение затрат на 50—75 % для улавливания CO₂ после сжигания с использованием аминов. Не так давно компания Shand FEED в своих исследованиях показала, что в 2024—2028 гг. стоимость улавливания CO₂ может достичь показателя в 43—45 долл. США/т CO₂ (рис. 7). При анализе были приняты следующие

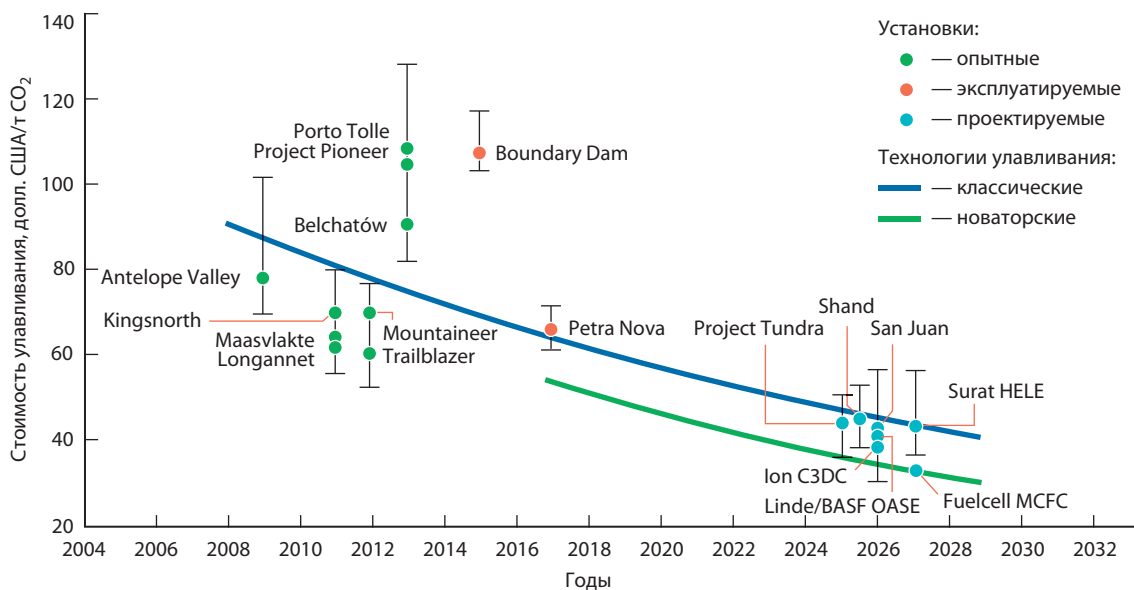


Рис. 7. Нормированная стоимость (в течение жизненного цикла проекта) для крупной угольной электростанции с улавливанием углерода после сжигания

вводные данные: ставка дисконтирования 8 %, жизненный цикл проекта 30 лет, время строительства 2,5 года, коэффициент использования мощности 85 %. Определение цены на топливо основывалось на отчетных данных о технико-экономическом обосновании проекта. Затраты приведены к значениям 2017 г.

Неудивительно, что самая низкая стоимость предотвращения выбросов CO₂ приходится на Китай и составляет около 55 долл. США/т CO₂, поскольку эта стоимость связана в первую очередь с капитальными затратами предприятия.

С технической точки зрения не существует ограничивающего фактора для увеличения степени улавливания. Электростанция, работающая на ископаемом топливе, может обеспечить улавливание до 99,7 %, например с использованием промежуточного охлаждения в абсорбционной колонне CO₂. (При такой степени улавливания электростанция является нейтральной по отношению к CO₂, поскольку CO₂ выделяется только с поступающим воздухом для горения.) Это увеличивает капитальные затраты установки CCUS из-за потребности в оборудовании большего размера (колонны абсорбера/десорбера, теплообменники и компрессор CO₂). Зависимость капитальных затрат на улавливание CO₂ для угольных и газовых ТЭС от степени улавливания приведена на рис. 8. С ростом степени улавливания увеличивается и потребление энергии. Для угольной электростанции, работающей на ультрасверхкритических (USC) параметрах, КПД снижается с 44,4 до 34,5 % при улавливании 90 % CO₂ и до 33,0 % при улавливании 99,7 %. При повышении уровня улавливания CO₂ с 90 до 99,7 % стоимость улавливания 1 т CO₂ увеличивается с 62,0 до 64,5 долл./т CO₂, т.е. на 4,0 %.

Если на угольной электростанции при сжигании заменить 10 % угля биомассой, то производство электроэнергии при улавливании 90 % CO₂ может быть более экономичным, чем при улавливании 99 или 99,7 % CO₂, сопровождающемся увеличением стоимости производства электроэнергии на 2 %. Стоимость предотвращения выбросов CO₂ при 99%-ном улавливании CO₂ составила 66 долл. США для стандартной установки по сравнению с 63,5 долл. США при 90%-ном улавливании и совместном сжигании

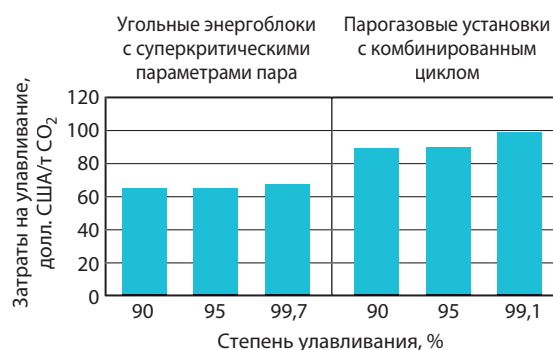


Рис. 8. Ориентировочные затраты на улавливание CO₂ для угольных и газовых электростанций в зависимости от степени улавливания

в пылеугольной топке угля с добавлением 10 % биомассы.

В зависимости от используемых технологий улавливания и мест расположения ТЭС дополнительные капитальные вложения в системы улавливания CO₂ приводят к росту суммарных капитальных затрат на 20 % и более. Затраты на объекты, которые планируют ввести в эксплуатацию в 2024—2028 гг., будут равны примерно 43 долл. США/т CO₂. При внедрении новых технологий в масштабе пилотных объектов оценочные затраты на улавливание CO₂ составят около 33 долл. США за тонну.

В табл. 3 приведены экономические показатели ПГУ большой мощности (600—900 МВт) на природном газе с различными технологиями улавливания CO₂ и учетом затрат на сжатие CO₂ для его захоронения [5].

Сравнивая приведенные показатели, можно заключить, что только схема с использованием топливных элементов с расплавленными карбонатами дает заметное улучшение показателей по сравнению с очисткой аминами. Приведенные в разделе 4 данные по эффективности использования цикла Аллама (расчетный КПД 59 % на природном газе) и уже достигнутый на небольшой пилотной установке КПД 48 % делает эту технологию одной из наиболее перспективных для ис-

Таблица 3

Экономические показатели ПГУ на природном газе с различными технологиями улавливания CO₂

Технология улавливания	КПД, %	Удельные капиталовложения, долл/кВт	Стоимость производства электроэнергии, долл/(МВт·ч)	Удельный расход энергии на улавливание CO ₂ , ГДж/т	Стоимость улавливания CO ₂ , долл/т
Без улавливания CO ₂	58,3	1059	45,0	—	—
Абсорбция CO ₂ :					
традиционная (аминами)	49,9	2181	68,6	3,34	75
перспективная (пиперазином)	51,3	2079	65,0	2,73	68
аминами под давлением	39,6	1767	71,0	9,79	87
Мембранная очистка	48,0	2131	71,4	4,34	86
Осаждение CO ₂ в ультразвуковом потоке	46,2	1767	74,8	5,22	87
Схема с топливными элементами:					
традиционная	52,7	1950	66,1	2,38	76
интегрированная (с MCFC)	57,5	1731	58,8	0,31	49

пользования природного газа. Оценки КПД для систем с химическими циклами (около 52 %) также внушают определенный оптимизм.

Улавливание CO₂ на угольных электростанциях с помощью аминов обходится существенно дороже (примерно в 1,6—1,8 раза), чем на газовых, при отнесении затрат на улавливание к единице выработанной электроэнергии. Это объясняется более высоким содержанием углерода в угле по сравнению с природным газом на единицу вырабатываемой энергии (примерно в 1,72 раза) и меньшим КПД угольных электростанций. Однако приобретаемый опыт и использование перспективных технологий (см. рис. 6) могут снизить затраты на улавливание до 30 долл. США/т CO₂.

Сравнение ряда экономических показателей для ПГУ и ПТУ при улавливании с помощью аминов приведено в табл. 4 [5].

Хорошо отработанная система очистки с помощью жидких сорбентов (аминов) наиболее затратна. Новые разработки, пока еще находящиеся на стадиях пилотных проектов, могут заметно увеличить эффективность установок для улавливания CO₂. Необходимо отметить, что экономические оценки из разных источников довольно сильно различаются, причем более ранние оценки почти всегда более оптимистичны.

Очевидно, что внедрение технологий CCUS требует государственной поддержки. Появились различные национальные стратегии и конкретные политические инициативы крупномасштабного развертывания CCUS. В США внедряется механизм налоговых льгот, так называемый Q45, который предлагает поддержку проектов по улавливанию углерода посредством налоговых льгот в размере 30 или 50 долл. США/т CO₂ в зависимости от того, закачивается ли CO₂ для уве-

Таблица 4

Сравнение экономических характеристик газовых и угольных электростанций с улавливанием CO₂

Энергетическая установка	Электрическая мощность, МВт	КПД (нетто), %	Удельные капиталовложения, долл/кВт	Эксплуатационные расходы	
				постоянные, долл/(кВт·год)	переменные, долл/(МВт·ч)
ПГУ на газе:					
без улавливания CO ₂	1000	58,9	957	12,2	1,88
	430	58,4	1082	14,2	2,56
с улавливанием CO ₂	430	52,7	2471	27,7	5,87
ПТУ на угле*:					
без улавливания CO ₂	650	41,0	3672	40,8	4,50
с улавливанием CO ₂ **	650	28,3	5861	59,9	11,00

* Параметры пара перед турбиной: давление 25,9 МПа, температура 593 °С.

** Включая очистку дымовых газов от соединений серы и азота.

личения нефтеотдачи или для постоянного геологического хранения. Эта федеральная мера также может сочетаться с политикой на уровне штата (например, принятие Калифорнийского стандарта низкоуглеродного топлива), предусматривающей значительную финансовую поддержку проектам по улавливанию углерода.

В Соединенном Королевстве в 2020 г. правительство разработало стратегию CCUS, нацеленную на то, чтобы к 2030 г. обеспечить улавливание и хранение 10 млн т CO₂ в четырех промышленных центрах. Это должно быть достигнуто за счет фонда инфраструктуры CCUS (CIF) в размере 1 млрд фунтов стерлингов в сочетании с другими механизмами получения доходов.

Нидерланды разрабатывают CCUS в рамках Национального климатического соглашения, принятого в 2019 г., с упором на кластеры вдоль побережья Северного моря. Правительство в первую очередь будет поддерживать разработку проектов для промышленного применения через схему субсидирования SDE++ (от нидерл. *Stimulerend Duurzame Energietransitie* — стимулирование перехода к устойчивой энергетике) на максимальный период 15 лет, покрывая

как операционные, так и капитальные затраты. Размер субсидии зависит от применяемой технологии сокращения выбросов CO₂ и количества энергии, которое предполагается сэкономить. Субсидии увеличиваются с каждым этапом и корректируются ежегодно. Помимо субсидирования SDE++ государственные органы также принимают участие в развитии общей транспортной инфраструктуры в ключевых хабах, таких как порт Роттердам.

В Норвегии правительство и парламент в декабре 2020 г. дали добро на предоставление значительного государственного финансирования для проекта CCUS Longship, включающего в себя проект по транспортировке и хранению CO₂ «Северное сияние», для установки улавливания CO₂ на цементном заводе и возможность частичного финансирования улавливания оксидов углерода на предприятии по получению энергии из отходов. Норвежская модель основана на сильных государственных инвестициях, условно покрывающих примерно две трети общей стоимости в 25 млрд норвежских крон (около 2,5 млрд долл. США), включая как инвестиционные затраты, так и эксплуатационные расходы в течение 10 лет.



В РОССИИ К НАСТОЯЩЕМУ ВРЕМЕНИ
ПРИМЕРЫ ПРАКТИЧЕСКОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
ТЕХНОЛОГИЙ CCUS НА КРУПНЫХ ТЭС
ОТСУТСТВУЮТ

6 Технологии CCUS в России



В России к настоящему времени примеры практического использования технологий CCUS отсутствуют. Вместе с тем в ряде научных центров проводятся исследования по этому направлению. Проводятся работы по различным аспектам использования газификации угля с улавливанием CO_2 (Уральский федеральный университет им. Б.Н. Ельцина), работы НИУ «МЭИ» по применению цикла Аллама—Фетведта на суперкритическом CO_2 , а также ряд разработок, касающихся общего уровня выбросов CO_2 от ТЭС и экономических оценок использования технологий CCUS [5] (Институт энергетических исследований РАН, центр «Сколково»). В настоящей статье в основном используется опыт исследований, представленный в совместных работах ОАО «ВТИ», и ряда других организаций.

ОАО «ВТИ» вместе с ОАО «Подземгазпром», Российским государственным университетом нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина более 10 лет назад выполнил первое в России комплексное исследование по улавливанию, захоронению и использованию CO_2 . Были подготовлены предложения по созданию пилотной установки с улавливанием CO_2 и его использованию для закачки в истощенные нефтяные скважины, а также определены возможности геологического захоронения вблизи наиболее крупных антропогенных источников CO_2 .

Разработаны принципиальные схемы промышленных, пилотных и демонстрационных установок со сжиганием топлива в химических циклах с выделением CO_2 . Представлен состав основного оборудования для этих установок. Выполнен анализ взаимного расположения крупных производителей CO_2 и подходящих геологических структур для оценки перспектив их использования для захоронения, включая утилизацию с полезным эффектом (закачка в нефтяные пласты). На примере Московского региона (около 10 % всех выбросов CO_2 от ТЭС) определены перспективные геологические структуры, выполнена оценка возможных объемов и затрат на захоронение.

Для внедрения методов утилизации техногенного CO_2 в России наиболее подходит Урало-Поволжский регион (Самарская, Оренбургская, Пермская области, республики Башкортостан, Татарстан и Удмуртия). Применение данного метода на месторождении позволяет получать дополнительную экономическую выгоду (полезный эффект от технологии добычи нефти), что может компенсировать существенную часть затрат на секвестрацию техногенного диоксида углерода.

Перспективы применения установки улавливания углекислого газа на филиалах ПАО «Мосэнерго»

Перспективы распространения технологий улавливания в России и в том числе в ПАО «Мосэнерго» будут существенно зависеть от государственного углеродного регулирования, которое сейчас активно формируется. В октябре 2021 г. правительство утвердило стратегию социально-экономического развития России с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г. Стратегия определяет меры, которые должны обеспечить к 2030 г. сокращение выбросов парниковых газов до 70 % относительно уровня 1990 г. В феврале 2022 г. утверждена федеральная научно-техническая программа в области экологического развития Российской Федерации и климатических изменений на 2021—2030 гг.

В июне 2021 г. принят федеральный закон «Об ограничении выбросов парниковых газов». Закон имеет рамочный характер, основные функции по регулированию делегированы правительству, поэтому регуляторное воздействие закона во многом будет определяться подзаконными актами, которые в настоящее время разрабатываются. Для реализации любых проектов коммерческими компаниями необходимо обеспечить их экономическую эффективность, инвестиции в проект должны возвращаться. Это возможно либо за счет производства востребованной продукции, либо за счет компенсации затрат из других источников, например из госбюджета. Сейчас большинство проектов по улавливанию парниковых газов в мире субсидируются из различных сторонних источников, поэтому для широкого внедрения в РФ проектов CCUS необходимы значимые экономические стимулы для проектов по снижению выбросов, в том числе по улавливанию парниковых газов.

Нужно отметить еще одну сложную проблему, которая должна быть решена для широкого внедрения технологий CCUS на ТЭС — проблема захоронения или утилизации уловленного CO₂. После улавливания необходимо обеспечить надежную изоляцию парникового газа, он не должен в дальнейшем попасть в атмосферу, иначе улавливание лишено смысла. А здесь возможности пока очень ограничены. Как было отмечено выше, во всех реализованных коммерческих проектах CO₂ используется для повышения отдачи нефтяных месторождений, экономическая эффективность этих проектов обеспечивается сбытом дополнительно добытой нефти. Однако не у всех ТЭС поблизости находятся нефтяные месторождения, а транспортирование газа на тысячи километров сделает проект улавливания экономически неэффективным.

Нельзя сказать, что CO₂ совсем не используется в хозяйственной деятельности, однако существующий в РФ рынок этого газа очень ограничен. Потребление порядка 500 тыс. т/год на много порядков ниже объемов выбросов, поэтому существует острая необходимость в альтернативных возможностях крупнотоннажной утилизации CO₂ кроме закачки в нефтяные пласты. Потенциальная возможность использования CO₂ в производстве строительных материалов, химических продуктов декларируется, однако такие технологии еще недостаточно отработаны для коммерческого применения.

Можно отметить и еще одну проблему, которая затрудняет внедрение технологий CCUS конкретно на газовых ТЭС. Дело в том, что затраты на улавливание существенно зависят от

концентрации CO₂ в его источнике, которая для газовых ТЭС составляет 5—15 об. %, что относительно немного по сравнению с другими производственными процессами.

Тем не менее, несмотря на отмеченные проблемы, ПАО «Мосэнерго» уже в настоящее время планирует реализацию проекта по улавлианию CO₂. Проведены исследования дымовых газов ТЭЦ-11, 21, 23, 25, 26, 27, РТС Теплый Стан и РТС Пенягино (ПАО «МОЭК»). Потенциальной площадкой выбрана ТЭЦ-11 по критериям: достаточной концентрации дымовых газов, наличию места размещения комплекса, возможности подключения к энергоресурсам (600 кВт·ч, 2,7 Гкал с минимальной температурой носителя 135 °С), доступности точки сбора газов в дымовой трубе и круглогодичной работе ТЭЦ. При этом концентрация CO₂ на всех филиалах составила в среднем 7—10 %, что является достаточным для экономически эффективной утилизации углекислого газа по абсорбционно-десорбционной схеме. Проект реализуется в сотрудничестве с компанией ГК «Реал Инвест», которая имеет собственный, уникальный для России, опыт применения технологии извлечения CO₂ из дымовых газов газопоршневых установок и производства углекислоты пищевого качества. С 2012 г. компания эксплуатирует установки производительностью 3 т/ч жидкой двуокиси углерода и сухого льда, в том числе собственной разработки. Установки работают по абсорбционно-десорбционной схеме с использованием раствора моноэтаноламина, многолетний опыт показал их эффективность и надежность. В 2021 г. этот проект ГК «Реал Инвест» стал призером ежегодной программы «GreenTech Startup Booster», организованной Фондом «Сколково».

ПАО «Мосэнерго» планирует установить на ТЭЦ-11 аналогичную установку производительностью около 20 тыс. т/год жидкой углекислоты чистотой 99,99 %. Предполагаемыми потребителями этого газа будут заводы по производству газированных напитков. Эти поставки позволят заводам отказаться от получения углекислоты из источников, специально ее производящую, в результате будет получен суммарный эффект снижения выброса CO₂. Установка не позволит улавливать весь объем диоксида углерода, который образуется на ТЭЦ. Однако, как было сказано ранее, рынок сбыта газа очень ограничен. Учитывая, что установка будет производить товарную углекислоту, ее производительность должна соответствовать объемам сбыта. По мере расширения сбыта может быть увеличено и производство.

Применение подобной технологии в электроэнергетике теоретически позволит снизить негативное воздействие на окружающую среду, а также увеличить эффективность использования природных ресурсов (получение сразу трех товарных продуктов — электрической и тепловой энергии, а также углекислоты пищевого качества). По предварительным предпроектным оценкам проект будет иметь приемлемую инвестиционную эффективность, его реализация позволит получить статус первого коммерческого проекта по улавливанию углекислого газа из дымовых газов тепловой электростанции на территории России. Свою заинтересованность в проекте выразило правительство г. Москвы. При его финансовой поддержке проект будет иметь высокую экономическую эффективность.

Литература

1. **Energy Technology Perspectives 2020** : Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage. CCUS in clean energy transitions [Electronic resource]. Paris: International Energy Agency. URL: <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020?mode=overview> (date of treatment: 21.11.2021).
2. **Verdolini E.** Bridging the Gap: Do Fast Reacting Fossil Technologies Facilitate Renewable Energy Diffusion? [Electronic resource] / E. Verdolini, F. Vona, D. Popp // National Bureau of Economic Research. July 2016. Working Paper 22454. DOI: 10.3386/w22454. URL: <https://www.nber.org/papers/w22454> (date of treatment: 21.11.2021).
3. **CSLF Technology Roadmap 2021** [Electronic resource]. URL: https://www.csforum.org/csrf/sites/default/files/CSLF_Tech_Roadmap_2021_final_0.pdf (date of treatment: 21.11.2021).
4. **Филиппов С.П.** Возможности использования технологий улавливания и захоронения диоксида углерода при декарбонизации мировой экономики (обзор) / С.П. Филиппов, О.В. Жданев // Теплоэнергетика. 2022. № 9. С. 5—21. DOI: 10.56304/S0040363622090016
5. **Филиппов С.П.** Экономические характеристики технологий улавливания и захоронения диоксида углерода (обзор) / С.П. Филиппов // Теплоэнергетика. 2022. № 10. С. 17—31. DOI: 10.56304/S0040363622100022

Научно-популярное издание

ЭКОЛОГИЯ, ЭНЕРГЕТИКА, ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

Под редакцией академика РАН Александра Викторовича Клименко

Выпуск 3

РЯБОВ Георгий Александрович

ПЕТЕЛИН Сергей Александрович

ВИВЧАР Антон Николаевич

БУБЛЕЙ Петр Васильевич

СЕРДЮКОВ Виталий Александрович

СИГИТОВ Олег Юрьевич

**ТЕХНОЛОГИИ УЛАВЛИВАНИЯ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА НА ТЭС,
ЕГО ТРАНСПОРТИРОВКА, ПОЛЕЗНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ
И ЗАХОРОНЕНИЕ**

Оригинал-макет подготовлен АО «Издательский дом МЭИ»

Подписано в печать 22.12.2022. Формат 60×90/8. Усл. печ. л. 4,0

Контакты издателя: Инженерное управление ПАО «Мосэнерго».

Тел.: +7 (495) 957-19-57, доб. 34-14.

Электронная почта: SigitovOY@mosenergo.ru

Управление по работе со СМИ и органами власти ПАО «Мосэнерго».

Тел.: 8 (495) 957-19-57, доб. 22-90, 37-17.

Электронная почта: press-centre@mosenergo.ru.

Адрес в Интернете: www.mosenergo.ru