

## ДЕКАРБОНИЗАЦИЯ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ТЕПЛА НА ТВЕРДОТОПЛИВНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

© 2023 г. Г. А. Рябов<sup>а</sup>, \*, А. Г. Тумановский<sup>а</sup>, А. Н. Епихин<sup>а</sup>

<sup>а</sup>Всероссийский теплотехнический институт, Автозаводская ул., д. 14, Москва, 115280 Россия

\*e-mail: georgy.ryabov@gmail.com

Поступила в редакцию 13.05.2022 г.

После доработки 08.07.2022 г.

Принята к публикации 28.07.2022 г.

Рассмотрен широкий круг вопросов, связанных со снижением выбросов парниковых газов при производстве электроэнергии и тепла. На основе анализа многочисленных публикаций последнего времени установлено, что быстрая декарбонизация энергетического сектора экономичным способом может вызвать серьезные проблемы, если при этом не будут использованы ископаемые топлива, прежде всего уголь. Показано, что угольные технологии могут стать мостом к применению более чистой энергии и должны рассматриваться в качестве будущих вариантов с нулевыми выбросами вредных веществ. Приведены основные параметры технологий, обладающих высокой эффективностью и низкими выбросами. Применительно к условиям России в краткосрочной перспективе основным способом существенного снижения выбросов CO<sub>2</sub> в атмосферу от ТЭС, в частности угольных, может стать комбинированная выработка электроэнергии и тепла. Первостепенной задачей в области угольной генерации России по-прежнему остается создание и освоение угольных энергоблоков на суперкритические параметры пара (СКП). Показано, что технологии улавливания, захоронения и использования CO<sub>2</sub> являются крайне важными для решения задач климатических изменений. Рассмотрены различные технологии улавливания CO<sub>2</sub>, а также вопросы его транспортировки и захоронения. Приведены результаты разработок ВТИ в этой области.

*Ключевые слова:* выбросы парниковых газов, декарбонизация, угольная энергетика, технологии улавливания, захоронения и использования CO<sub>2</sub>, возобновляемые источники энергии

DOI: 10.56304/S004036362301006X

В последнее время в мировой энергетике и энергетике отдельных стран используется понятие “энергетическая трилемма” (рис. 1) – задача обеспечения баланса трех важнейших аспектов энергетике: безопасности поставки энергии, экологической устойчивости (чистоты) всей цепочки производства и поставки энергии и ее доступности, прежде всего ее стоимости. В [2] рассмотрены различные аспекты энергетической трилеммы. При этом для всех стран наиболее важным аспектом является энергетическая безопасность. Вместе с тем, все большее влияние на рынок производства энергии оказывают протоколы и климатические соглашения между странами, такие как Киотский протокол и Парижское соглашение [3]. Важными являются современные требования декарбонизации глобальной экономики. Они диктуют необходимость увеличивать использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Однако для многих стран такой подход не всегда оправдан и связан с высокими затратами, тогда как надежность поставки электроэнергии жизненно важна для стабильной и растущей экономики.

Угол этого треугольника, соответствующий безопасности, всегда будет иметь приоритет, поэтому при реализации стратегий по сокращению выбросов вредных веществ должно обеспечиваться сохранение безопасности энергоснабжения.

Общественное мнение, прежде всего в развитых странах, жестко диктует необходимость широкого использования возобновляемых источников энергии. Ему вторят многие эксперты и прогнозисты, считая возможным довести долю ВИЭ до 70% и более в производстве электроэнергии и достичь углеродной нейтральности к 2070 г. При этом мощность ветряных и солнечных электростанций в настоящее время составляет 18% мировой установленной электрической мощности, но ожидается, что к 2050 г. этот показатель вырастет почти до 70% (рис. 2). В этот же период будут построены и новые тепловые электрические станции (ТЭС) на ископаемом топливе, гидро- и атомные электростанции, однако предполагается, что такое же количество их будет выведено из эксплуатации, в связи с чем их чистый вклад в мировую энергетическую мощность фактически



Рис. 1. Факторы, влияющие на баланс энергетической трилеммы [1]

сохранится примерно на том же уровне, что и сегодня.

По мере того как страны увеличивают долю ВИЭ в своем энергобалансе, для покрытия колеблющихся, региональных и непредсказуемых затрат при удовлетворении потребностей в электроэнергии необходимы значительные инвестиции в модернизацию сети и цифровизацию. Это дорого и представляет собой серьезную проблему для отдаленных регионов Азии, где часть населения все еще не имеет доступа к электроэнергии. На основании данных [5, 6] (26 стран Организа-

ции экономического сотрудничества и развития, 1993–2013 гг.), требуется около 8 МВт резервной мощности от традиционных источников на каждые 10 МВт возобновляемых источников энергии. Резервирование ВИЭ осуществляется и другим путем – созданием накопителей, сети микрогрид, цифровизацией управления нагрузкой и др.

Важно понимать, что желаемая быстрая декарбонизация энергетического сектора экономичным способом может вызвать серьезные проблемы, если не использовать ископаемые топлива, прежде всего уголь. Уголь должен оставаться источником производства электроэнергии, по крайней мере, в качестве связующего звена, особенно в странах с низким и средним уровнем доходов. Чистые угольные технологии могут стать мостом к использованию более чистой энергии и должны рассматриваться в качестве будущих вариантов с нулевым уровнем выбросов вредных веществ.

Уголь остается в структуре энергоснабжения во многих регионах по нескольким простым причинам: он широко распространен, его использование может сопровождаться низкими выбросами вредных веществ и доступом к электроэнергии, что имеет жизненно важное значение для экономического роста и снижения уровня бедности.

Для минимизации воздействия на окружающую среду могут быть применены следующие стратегии: самые чистые и эффективные угольные технологии, готовность новых электростанций к улавливанию CO<sub>2</sub>, внедрение угольных технологий HELE (High Efficiency, Low Emission) в качестве моста к декарбонизации.

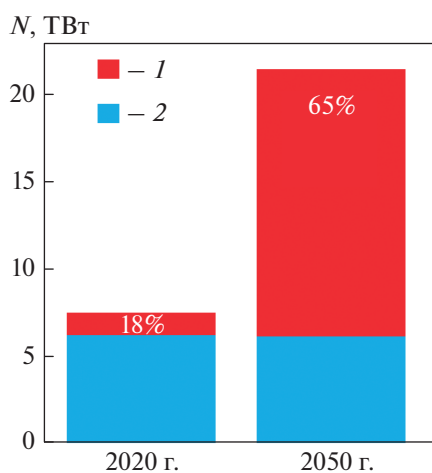


Рис. 2. Глобальная установленная мощность  $N$  на период 2020–2050 гг. [4].

1 – возобновляемые источники энергии (солнце, ветер); 2 – электростанции на ископаемом топливе, АЭС и гидроэлектростанции

В статье рассматриваются, в основном, вопросы снижения выбросов  $\text{CO}_2$  в угольной энергетике благодаря использованию технологий улавливания и захоронения (использования)  $\text{CO}_2$  и повышению их эффективности. Производство полезных продуктов из угля, включая водород, а также применение биомассы и отходов – отдельная большая тема декарбонизации энергетики, транспорта и промышленности.

### ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ТЕПЛА ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ УГЛЯ

Высокоэффективные и экологически чистые угольные электростанции уже эксплуатируются в некоторых странах. В настоящее время в Китае работают несколько угольных электростанций, выбросы оксидов азота на которых не выше, чем на средней газовой электростанции. Министерство энергетики США вкладывает значительные средства в технологии HELE, которые будут обеспечивать сверхнизкий уровень выбросов, включая улавливание углерода. Согласно базе данных Platts [7], в период с 2014 по 2017 г. доля установленной мощности угольных электростанций на сверхкритические параметры пара уменьшилась на 15%, тогда как доля угольных электростанций на ультрасверхкритические параметры пара увеличилась более чем на 10%. В соответствии со сценарием устойчивого развития уголь и другое ископаемое топливо будут оставаться в структуре энергопотребления в течение десятилетий и быстрое внедрение электромобилей существенно увеличит спрос на электроэнергию. Внедрение технологий улавливания и хранения углерода CCUS (Carbon Capture Utilization and Storage) должно быть ощутимым, чтобы компенсировать использование ископаемого топлива, которое будет продолжаться и составит почти 60% мирового энергобаланса в 2040 г. Таким образом, хотя спрос на уголь и его производство сократятся более чем на 50%, его применение по-прежнему будет иметь жизненно важное значение для мировой экономики в 2040 г.

Хорошо известны основные особенности технологий HELE:

- повышение параметров пара;
- совершенствование конструкций турбоустановок;
- утилизация тепла уходящих газов котлов;
- использование не только технологических методов снижения выбросов оксидов азота, но и систем каталитической и некаталитической очистки;
- применение котлов с циркулирующим кипящим слоем;
- использование различных средств сероочистки;

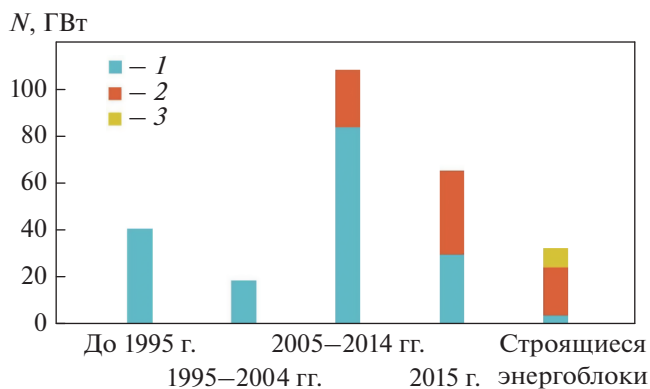


Рис. 3. Состав угольного парка Индии на докритические (1), суперкритические (2) и ультрасуперкритические (3) параметры пара [7]

применение высокоэффективных электрофильтров и рукавных фильтров.

Важным фактором является также способность новых энергоблоков быстро изменять нагрузку и надежно работать при очень низких нагрузках. Конечно, все это обеспечивается благодаря различным технологиям цифровизации и предиктивной диагностики.

В этом плане интерес представляет опыт развития не только самой передовой угольной энергетики Китая, но и Индии. В [8] приводится анализ состояния угольной энергетики Индии. В 2010 г. первый в стране энергоблок на сверхкритические параметры пара мощностью 660 МВт был введен в эксплуатацию на ТЭС в Мундра Адани, управляемой компанией Adani Power Ltd. В последующие 9 лет индийские производители электроэнергии увеличили мощность на 52 ГВт, около половины которой обеспечивали установки Adani Power и TATA Power Ltd. Первый энергоблок на ультрасуперкритические параметры пара мощностью 660 МВт был введен в эксплуатацию в 2019 г. на электростанции Харгоне NTPC. Следующие энергоблоки мощностью 8.6 ГВт находятся в стадии строительства и планируются к вводу в эксплуатацию в 2023 г. (рис. 3). Ожидается, что к 2023 г. в Индии будут действовать энергоблоки установленной мощностью 250 ГВт, работающие на угле, почти треть из которых будут составлять энергоблоки на сверхкритические или ультрасуперкритические параметры пара. В связи с быстрым расширением энергетического сектора в этом столетии парк энергоблоков относительно молодой: мощность энергоблоков, находящихся в эксплуатации более 25 лет, составляет 17%, а мощность энергоблоков, введенных в эксплуатацию за последние 5 лет либо находящихся в стадии строительства, – 42%. Однако преобладают энергоблоки на докритические параметры (74% установленной мощности).

В последние годы прослеживается тенденция к выводу из эксплуатации устаревших, неэффективных угольных энергоблоков, срок эксплуатации которых превышает 25 лет. Если за 12 лет до 2017 г. были выведены из эксплуатации энергоблоки общей мощностью менее 4 ГВт, то уже к 2022 г. предполагалось вывести из эксплуатации энергоблоки общей мощностью более 22 ГВт. Из них мощность полностью устаревших энергоблоков составляет 5.9 ГВт, а мощность энергоблоков, которые могут быть выведены из эксплуатации вследствие недостаточного места для установок десульфуризации дымовых газов в соответствии со стандартами выбросов 2015 г. (близки к существующим европейским нормам), равна 16.8 ГВт.

В Индии определены пути достижения высокоэффективной угольной энергетики с низким уровнем выбросов до 2040 г. При этом учитываются возраст, режим работы и общая эффективность существующего оборудования и моделируется возможность снижения выбросов парниковых газов и роста эффективности выработки электроэнергии. Предполагается, что все новые ТЭС будут оснащены соответствующими технологиями для улавливания загрязняющих веществ (взвешенных частиц,  $SO_x$ ,  $NO_x$ ) в соответствии с действующими стандартами.

В [9] дан анализ состояния российских угольных ТЭС и показаны пути повышения их эффективности и экологических показателей. Указывается, что один из наиболее известных способов существенного снижения выбросов  $CO_2$  в атмосферу от ТЭС, в частности угольных, — это комбинированная выработка электроэнергии и тепла. В России она получила широкое развитие и, по принятым оценкам, позволяет снизить потребление топлива в стране на 20 млн т у.т./год (предотвратить выбросы 73 млн т  $CO_2$ ). Сейчас на более чем 70% российских теплоэлектроцентралей (ТЭС) с поперечными связями используется оборудование давлением пара перед турбинами 9.0 МПа и меньше. Такие ТЭС недостаточно экономичны для использования без тепловой нагрузки и поэтому эксплуатируются только в течение отопительного периода (4–5 тыс. ч/год). Они работают по тепловому графику и не обладают маневренностью, необходимой для регулирования частоты и мощности в энергосистемах. Выбросы вредных веществ на угольных ТЭС в окружающую среду недопустимо велики.

В ОАО “Всероссийский теплотехнический институт” (ОАО ВТИ), АО “ЭМАльянс”, АО “Теплоэнергосервис”, Институте “Теплоэлектропроект” и НИУ МЭИ была выполнена работа по теме “Разработка угольных энергоблоков ТЭС нового поколения мощностью 100–120 МВт с повышенными технико-экономическими параметрами для перспективного замещения действующего

оборудования или нового строительства” [10]. В этой работе для перспективной ТЭС предлагается использовать следующее оборудование:

котельные установки на повышенные параметры пара с гарантийным КПД более 92%;

котлы с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС), обеспечивающие перспективные нормативы по выбросам оксидов азота и серы и работающие на различных топливах (диверсификация поставок топлива);

новая паровая турбина с увеличенным КПД отсеков на повышенные экономически обоснованные параметры пара;

турбоустановка, обеспечивающая возможность работы по тепловому графику 130/70°C без использования пиковых котлов;

турбина с расцепной муфтой, использование которой позволяет повысить маневренность, отключать часть низкого давления (ЧНД) турбины на весь отопительный период и исключить потери на вентиляцию в ЧНД. Возможность отключения ЧНД зимой дает возможность применить в ней лопатки большой высоты (до 960 мм) и довести в летние месяцы ее КПД до уровня 88%;

комбинированные или рукавные фильтры с высокой эффективностью улавливания золы.

Кроме того, предусмотрены следующие схемы и системы:

блочное исполнение, позволяющее применить дроссельное парораспределение и обеспечить работу энергоблока на скользящем давлении при пониженных нагрузках;

тепловая схема энергоблока с двухподъемной схемой регенерации и использованием унифицированных горизонтальных подогревателей;

системы азото- и сероочистки, обеспечивающие концентрации вредных веществ в выбросах на уровне 200 мг/м<sup>3</sup> (при нормальных условиях);

системы сухого удаления золы и шлака (донной золы котлов с ЦКС), создающие возможность использовать золу и шлак без транспортировки их на золоотвалы.

Анализ состояния ТЭС России показал, что для их технического перевооружения в большей части энергосистем целесообразны применение замещающей теплофикационной турбоустановки мощностью 110 МВт при отпуске тепла 200–220 МВт (140 МВт в конденсационном режиме) и блочное исполнение оборудования. В целях повышения экономичности увеличена температура свежего пара для обеспечения работы на скользящем давлении. Показатели действующих угольных ТЭС с турбинами Т-110 и энергоблоков ТЭС нового поколения приведены в таблице. Ориентировочное снижение выбросов  $CO_2$  при внедрении угольной ТЭС нового поколения составляет около 20%.

Показатели действующих угольных ТЭЦ, оснащенных турбинами Т-110, и перспективной ТЭЦ

Показатель	Действующие ТЭЦ		Перспективная ТЭЦ	Улучшение показателей
	расчетный	фактический		
КПД энергоблока в конденсационном режиме, %	34.9	25–34	38.5–39.0	Выше на 4.5% и более
Удельный расход тепла на выработку электроэнергии, кДж/(кВт · ч)	9537	До 12000	8253	Ниже на 10% и более
Удельный расход топлива на отпущенную электроэнергию при потреблении тепла, т у.т./(кВт · ч)	197	200–270	185.4	Ниже на 6% и более
КПД брутто котла, %	90–91	89.5–90.7	92.2–93.2	Выше на 2% и более
Выбросы, мг/м <sup>3</sup> (при нормальных условиях):				
пыли	–	150 и более	Менее 50	Ниже в 3 раза и более
NO <sub>x</sub>	–	400–800	200	Ниже в 2–4 раза
SO <sub>2</sub>	–	600–2100	200	Ниже в 3–10 раз

Первостепенной задачей в области угольной генерации России по-прежнему остается создание и освоение угольных энергоблоков на СКП. Для такого энергоблока в ВТИ, НПО ЦКТИ и НПО «ЦНИИТмаш» совместно с энергомашиностроительными заводами еще в начале этого века были разработаны основные технические решения для котельной и турбинной установок, выполнены варианты компоновки энергоблока в целом. Описание конструкций котельной установки на СКП, разработанных отечественными котельными заводами, представлено в [11]. Энергоблоку 660–800 МВт давлением свежего пара 28 МПа и температурой перегрева 600/600°C обеспечивают КПД нетто 44.5–45.4%.

Эти технические решения разработаны в России уже на уровне технико-экономических обоснований проектов, имеется достаточная готовность предприятий машиностроения к изготовлению оборудования для ТЭЦ нового поколения и конденсационных электростанций с повышенными параметрами пара. Необходимо проработка возможности дополнения их вариантами готовности к улавливанию CO<sub>2</sub>, например концептуальными разработками размещения дополнительного оборудования для очистки дымовых газов или использования кислородного сжигания с определением ориентировочных капитальных и эксплуатационных затрат. Естественно, они будут различаться по объектам, поэтому целесообразно предварительно выбрать несколько предполагаемых объектов внедрения.

В [9] показано, что для технического перевооружения ТЭЦ не утратили актуальности технологии газификации углей. При этом существенно снижаются выбросы CO<sub>2</sub> как вследствие исполь-

зования собственно технологии газификации, так и благодаря повышению КПД выработки электроэнергии с применением парогазовых установок (ПГУ). Имеющийся в настоящее время в России научно-технический задел получен на стендах и заключается в исследовании процессов газификации, очистки и сжигания синтетического газа [12].

Чтобы уменьшить риски, возникающие при переносе результатов исследований на крупное оборудование, конструкцию испытывают на прототипе небольшой мощности. В качестве такого прототипа была разработана ПГУ на базе современной газотурбинной установки мощностью 16 МВт и предложенного в ВТИ воздушного газификатора, который работает при тех же давлениях и температурах, что и в больших ПГУ. Экспериментальная горновая газогенераторная установка производительностью 4 т/ч, рассчитанная на работу при давлении 2.5 МПа, была смонтирована и испытана на Томской ТЭЦ-3.

В [2] приведен график из работы [13], на котором видно, что при изменении КПД угольных ТЭС с 39.0 до 45.5% (характерные значения для новых и существующих энергоблоков на сверхкритические параметры пара) выбросы CO<sub>2</sub> снижаются с 880 до 760 г/(кВт · ч). Для отечественных ТЭЦ на угле это снижение еще больше – с 1100 до 880 г/(кВт · ч). При использовании внутрицикловой газификации выбросы парниковых газов уменьшаются еще более существенно. Этого, конечно, не достаточно, однако только при наличии таких установок, которые уже соответствуют современным требованиям по эффективности и выбросам вредных веществ, можно вводить в действие оборудование для улавливания и

захоронения (использования)  $\text{CO}_2$ . Этот вопрос будет рассмотрен в следующих разделах.

В [9] отмечено, что в настоящее время угольной энергетике России уделяется незаслуженно мало внимания. Роль и масштабы ее в среднесрочной перспективе не определены, экономические предпосылки не сформулированы. Необходимо незамедлительно приступить к разработке программы технического перевооружения эксплуатируемых угольных энергоблоков с конечным выходом на современные экономические и экологические показатели.

## УЛАВЛИВАНИЕ И ЗАХОРОНЕНИЕ $\text{CO}_2$

В [14] указывается, что в Сценарии устойчивого развития Международного энергетического агентства (МЭА), согласно которому глобальные выбросы  $\text{CO}_2$  в энергетическом секторе упадут до нуля в чистом выражении к 2070 г., на улавливание, захоронение и использование  $\text{CO}_2$  (технологии CCUS) приходится почти 15% совокупного сокращения выбросов. Вклад технологий CCUS в решение проблемы сокращения выбросов возрастает по мере совершенствования технологии, снижения затрат и исчерпания более дешевых вариантов борьбы с выбросами в некоторых секторах. В 2070 г. в энергетическом секторе будет улавливаться 10.4 Гт  $\text{CO}_2$ .

Как отмечено в [14], к 2070 г. на энергетический сектор будет приходиться около 40% уловленного  $\text{CO}_2$ , почти половина которого связана с биоэнергетикой. Вклад технологий CCUS в сокращение глобальных выбросов  $\text{CO}_2$  в энергетическом секторе в Сценарии устойчивого развития изменяется в течение прогнозируемого периода, который можно разделить на три отдельных этапа (рис. 4). На первом этапе, примерно до 2030 г., основное внимание уделяется улавливанию выбросов от существующих электростанций и предприятий. В энергетике и промышленности более 85% всех выбросов  $\text{CO}_2$  приходится на ТЭС, модернизированные с помощью оборудования для улавливания  $\text{CO}_2$ , прежде всего с угольными энергоблоками и, в меньшей степени, с газовыми энергоблоками, а также на химические предприятия, производящие главным образом удобрения, цементные и металлургические заводы. Также прорабатываются возможности низкочастотного улавливания  $\text{CO}_2$  при производстве водорода и биоэтанола на основе текущих проектов. Общее количество уловленного  $\text{CO}_2$  составит 840 Мт в 2030 г. В совокупности в Сценарии устойчивого развития до 2030 г. с помощью технологий CCUS будет обеспечено около 4% общего сокращения выбросов.

На втором этапе, с 2030 по 2050 г., вклад технологий CCUS в кумулятивное сокращение выбро-

$G$ , Гт  $\text{CO}_2/\text{год}$

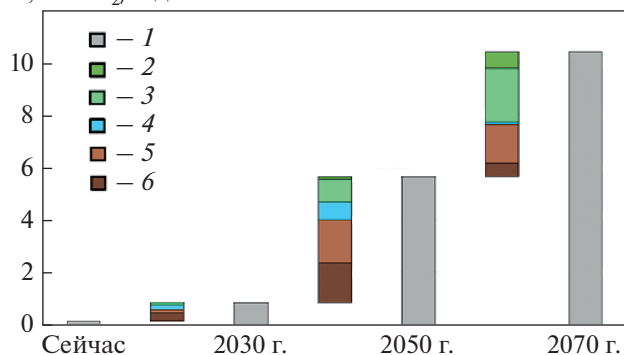


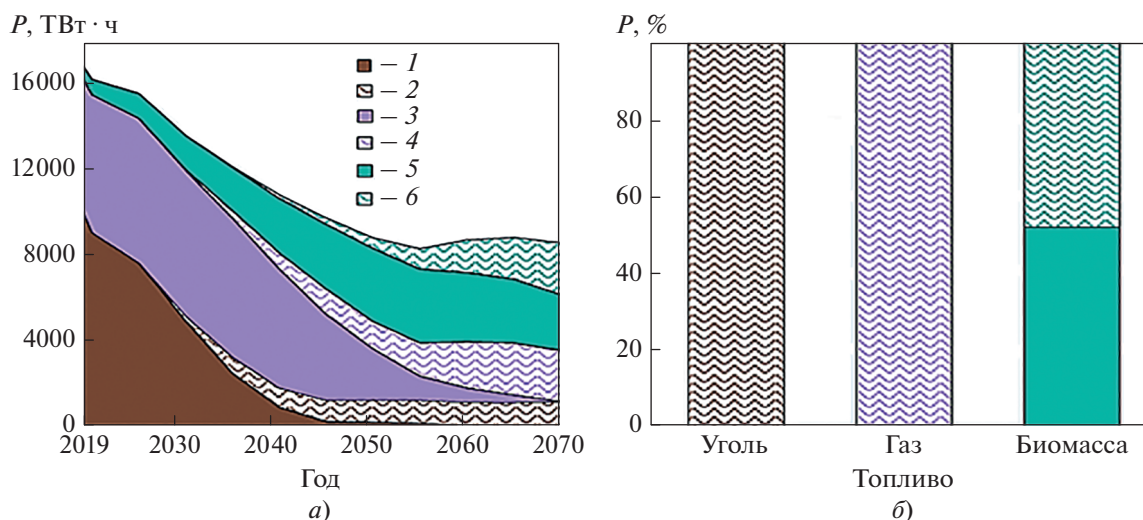
Рис. 4. Глобальное улавливание  $\text{CO}_2$   $G$  в Сценарии устойчивого развития [14].

1 – улавливание  $\text{CO}_2$ ; 2 – прямое улавливание из воздуха; 3 – биомасса; 4 – промышленные процессы; 5 – природный газ; 6 – уголь

сов возрастает. В производстве электроэнергии акцент смещается на ТЭС, работающие на природном газе, которые помогают интегрировать переменную генерацию электроэнергии от возобновляемых источников (в основном солнечную и ветровую), обеспечивая баланс при сезонных колебаниях спроса на электроэнергию. На производство водорода из ископаемого топлива (в основном природного газа) приходится пятая часть общего роста улавливания  $\text{CO}_2$  в период с 2030 по 2050 г., что обусловлено увеличением спроса на водород на транспорте (грузовые автомобили, морские перевозки). Биоэнергетика с улавливанием и хранением углерода BECCS (Bioenergy with Carbon Capture and Storage) также значительно расширяется. К 2050 г. около половины мощностей BECCS придется на энергетический сектор, а оставшаяся часть – в основном на производство альтернативного низкоуглеродного топлива, в частности био-топлива.

Количество  $\text{CO}_2$ , улавливаемого электростанциями, работающими на ископаемом топливе, постоянно увеличивается в течение прогнозируемого периода, достигая 220.0 Мт к 2030 г. и 4.0 Гт к 2070 г. (рис. 5). К 2070 г. электростанции общей мощностью 1100 ГВт, работающие по CCUS-технологии, будут генерировать 8% производимой в мире электроэнергии. Уловленный  $\text{CO}_2$  может храниться глубоко под землей в геологических формациях или использоваться различными способами, в том числе для повышения нефтеотдачи или в качестве сырья при производстве топлива, химикатов или строительных материалов.

Энергетический сектор является основным источником выбросов вредных веществ от существующих установок, на долю которых будет приходиться 410 Гт во всем мире к 2070 г., из них 80% – на



**Рис. 5.** Мировое производство электроэнергии  $P$  на электростанциях, оснащенных системами улавливания углерода топливом (а), и доля генерации электроэнергии на электростанциях, оснащенных системами с технологией CCUS (б), в Сценарии устойчивого развития [14].

1 – уголь; 2 – уголь с CCUS-технологией; 3 – газ; 4 – газ с CCUS-технологией; 5 – биомасса; 6 – биомасса с CCUS-технологией

угольные электростанции. Только на Китай приходится почти половина общемировых совокупных выбросов от существующих электростанций, а на долю других стран с развивающейся экономикой – большая часть остальных выбросов в основном от относительно “молодых” энергоблоков.

С экономической точки зрения модернизация с применением технологий CCUS, как правило, наиболее целесообразна для электростанций и промышленных объектов, которые являются “молодыми”, эффективными и расположены вблизи мест, где имеется возможность использования  $\text{CO}_2$ , в том числе для увеличения нефтеотдачи, или его хранения, а также там, где альтернативные варианты производства или технологий ограничены. В странах с развитой экономикой, в которых промышленные мощности, как правило, старше, существует больше возможностей для досрочного вывода из эксплуатации энергетического оборудования, поскольку связанные с этим экономические потери обычно ниже. В странах с развивающейся экономикой и более “молодыми” установками упор, скорее всего, будет сделан на модернизацию ТЭС с использованием более эффективных технологий и технологий CCUS. Электростанции общей мощностью примерно 190 ГВт, работающие на угле, в основном в Китае, и общей мощностью 160 ГВт, работающие на газе, должны быть модернизированы с помощью CCUS-технологий.

### ТЕХНОЛОГИИ УЛАВЛИВАНИЯ $\text{CO}_2$

Химическая абсорбция  $\text{CO}_2$  – это традиционная технология, основанная на реакции между

$\text{CO}_2$  и растворителем (например, соединениями этаноламина). Для проведения этой операции обычно служат две колонны, одна из которых – абсорбер, а другая – десорбер, работающая при более высокой температуре, в которой выделяется чистый  $\text{CO}_2$  и регенерируется химический растворитель для дальнейшей работы. Химическая абсорбция с помощью растворителей на основе растворов различных аминов является наиболее продвинутой на практике методом отделения  $\text{CO}_2$  и по градации методов CCUS относится к уровню технологической готовности TRL 9-11 [14]. Она широко использовалась на протяжении десятилетий и применяется в ряде проектов по всему миру при производстве электроэнергии и в промышленных производствах. В настоящее время запланированы и другие крупномасштабные проекты CCUS, в которых для отделения  $\text{CO}_2$  будет использоваться химическая абсорбция. Данный метод применяется главным образом в газовой и химической промышленности для удаления  $\text{CO}_2$  из природного газа или продуктов его конверсии в водород.

Физическое разделение  $\text{CO}_2$  основано на адсорбции, абсорбции, криогенном разделении либо на дегидратации и сжатии. Для физической адсорбции используются твердые абсорбенты (например, активированный уголь, оксид алюминия, оксиды металлов или цеолиты), в то время как для физической абсорбции – органические жидкости, например смесь диметиловых эфиров полиэтиленгликолей (процесс “Селексол”) или метанол (процесс “Ректизол”). После улавливания  $\text{CO}_2$  выделяется с помощью адсорбента при повыше-

нии температуры (адсорбция с переменным изменением температуры) или давления (адсорбция с переменным давлением или адсорбция с переменным давлением в вакууме). Выделение диоксида углерода из физических растворителей осуществляется при сбросе давления.

Физическое разделение в настоящее время используется в основном при переработке природного газа и производстве этанола, метанола и водорода на девяти крупных заводах (по градации методов CCUS [14] относится к TRL 9-11), находящихся в США. Проект по улавливанию и хранению CO<sub>2</sub> в штате Иллинойс является крупнейшим объектом технологии CCUS для производства биотоплива. В установке газификации в Coffeyville происходит физическое разделение CO<sub>2</sub> путем разделения и сжатия высококонцентрированных потоков CO<sub>2</sub>.

Кислородное сжигание — это сжигание топлива в среде кислорода с рециркуляцией CO<sub>2</sub>. Поскольку дымовой газ состоит почти исключительно из CO<sub>2</sub> и водяного пара, последний можно легко удалить с помощью обезвоживания, чтобы получить поток CO<sub>2</sub> высокой чистоты. Обычно кислород производят в промышленных масштабах путем криогенного разделения воздуха, что требует больших затрат энергии. Таким образом, снижение энергопотребления на этом этапе является ключевым фактором уменьшения затрат на улавливание CO<sub>2</sub>. Передовые концепции с потенциалом снижения затрат базируются на применении в сверхкритических энергетических циклах с CO<sub>2</sub> газовых турбин и сжигании под давлением. В настоящее время технология находится на стадии крупного прототипа или предварительной демонстрации (TRL 5-7). Завершены некоторые проекты в области производства электроэнергии на угле (Callide в Австралии и Compostilla в Испании) и производства цемента.

Мембранное разделение основано на использовании полимерных или неорганических устройств (мембран), обладающих высокой селективностью по CO<sub>2</sub>, которые пропускают CO<sub>2</sub>, но действуют как барьеры для удержания других газов в газовом потоке. Мембраны также могут быть селективны к водороду, пропуская его и сохраняя CO<sub>2</sub>. В переработке природного газа они доведены уже до демонстрационной стадии (TRL 6-7). Единственная существующая крупномасштабная установка по улавливанию, основанная на мембранной сепарации, принадлежит компании Petrobras (Бразилия). Мембраны для удаления CO<sub>2</sub> из синтез-газа и биогаза уже имеются в продаже, а мембраны для очистки дымовых газов в настоящее время находятся в стадии разработки [15].

Химические циклы улавливания CO<sub>2</sub> базируются на технологии связанных между собой реак-

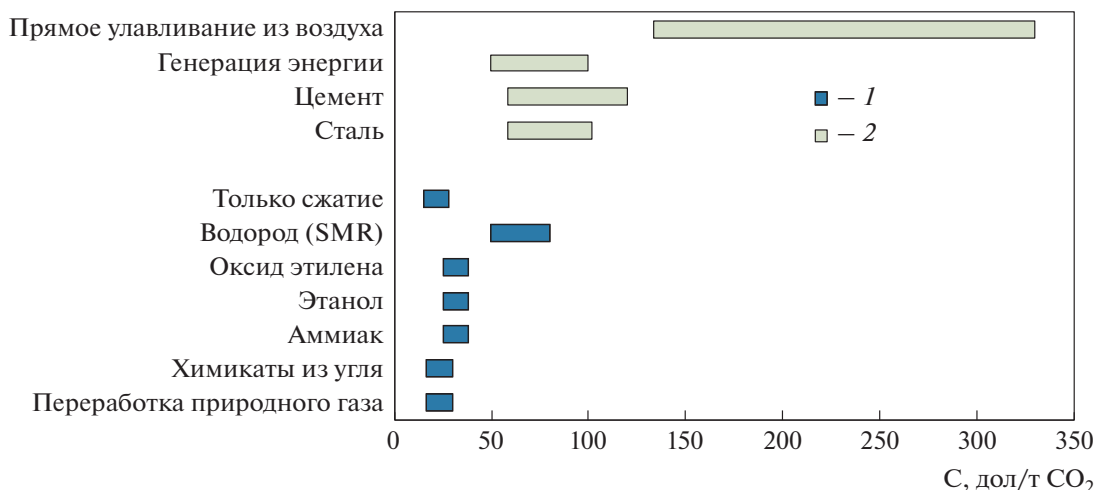
торов. В кальциевых циклах CO<sub>2</sub> удаляется из уходящих газов. В первом реакторе известь (CaO) используется в качестве сорбента для улавливания CO<sub>2</sub> из газового потока с образованием карбоната кальция (CaCO<sub>3</sub>). Затем CaCO<sub>3</sub> транспортируется во второй реактор, в котором происходит регенерация, в результате чего образуются известь и чистый CO<sub>2</sub>. После этого известь возвращается в первый реактор. Технологии кальциевых циклов в настоящее время находятся на стадии TRL 5-6. Они были испытаны на пилотных установках с псевдооживленным слоем, работающих на угле, и для производства цемента. В двух европейских проектах разрабатываются технологии химических циклов в производстве стали (C4U) и цемента (CLEANKER) в пилотных и предкоммерческих масштабах.

Химические циклы с оксидами металлов — носителями кислорода также основаны на использовании связанных между собой реакторов с циркулирующим кипящим слоем. В одном из реакторов топливо реагирует с кислородом, выделяющимся из оксидов, которые превращаются в металлы и поступают в воздушный реактор, где снова окисляются и возвращаются в топливный реактор. Таким образом, из топливного реактора выходит поток CO<sub>2</sub> с парами воды, а из воздушного — в основном азот. Сейчас ведутся разработки и внедряются уже около 35 пилотных проектов (TRL 4-6) мощностью до 3 МВт для сжигания угля, газа, нефти и биомассы [16].

Прямая сепарация включает улавливание CO<sub>2</sub> от производства цемента путем косвенного нагрева известняка с помощью специального кальцинатора (TRL 6). По этой технологии CO<sub>2</sub> удаляется непосредственно из известняка без смешивания 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 компанией Calix (Швеция) и эксплуатируемая на заводе компании Heidelberg-Cement в Ликше (Бельгия), является одним из примеров практического применения этой технологии [17].

На энергоблоках с турбинами СКП на CO<sub>2</sub> обычно используют почти чистый кислород для сжигания топлива, чтобы получить дымовой газ, состоящий только из CO<sub>2</sub> и водяного пара. В настоящее время применяются два сверхкритических энергетических цикла с CO<sub>2</sub>: цикл Аллама NET Power и цикл Trigen Clean Energy Systems (CES) (TRL 5-7). Опытная электростанция мощностью 50 МВт в штате Техас (США) начала работу в 2018 г., а в настоящее время разрабатывается проект коммерческой электростанции мощностью 300 МВт. Электростанция CES мощностью





**Рис. 6.** Приведенная стоимость  $C$  улавливания  $CO_2$  по секторам экономики в 2019 г. при высокой (1) и низкой (2) концентрации  $CO_2$  [14].

Примечание. Затраты на улавливание  $CO_2$  при производстве водорода относятся к переработке природного газа с помощью технологии SMR (Steam Methane Reforming). Широкий диапазон затрат отражает различные уровни концентрации  $CO_2$ : нижний предел относится к улавливанию  $CO_2$  из концентрированного “технологического” потока, верхний предел — к улавливанию  $CO_2$  из более разбавленного потока. Оценка расходов базируется на типичных условиях США. Все затраты на улавливание включают стоимость сжатия.

Источники: анализ МЭА на основе собственных оценок и данных [21]; глобальные затраты на улавливание и хранение углерода, обновление за 2017 г. [22]; улавливание  $CO_2$  на угольных электростанциях и водородных установках [23]; процесс улавливания  $CO_2$  из атмосферы [24]; стоимость улавливания  $CO_2$  от промышленных источников [25]

150 МВт Kimberlina в штате Калифорния успешно работает с 2013 г.

Стоимость улавливания  $CO_2$  может значительно варьироваться в зависимости от концентрации углекислого газа в газовом потоке, из которого он улавливается, местоположения предприятий, затрат энергии и пара и интеграции с исходным оборудованием [18–20]. При проведении некоторых процессов, таких как производство этанола или переработка природного газа, а также после сжигания в среде кислорода при производстве электроэнергии или цемента концентрация  $CO_2$  может быть очень высока. Его можно обезвоживать и затем сжигать для транспортировки и хранения или использования по относительно невысокой цене. Например, стоимость отделения  $CO_2$  от природного газа, которое часто требуется проводить по техническим причинам перед тем, как газ можно будет продавать или сжигать, может составлять 15–25 дол./т уловленного  $CO_2$  (рис. 6). Для разбавленных потоков  $CO_2$ , включая дымовой газ от электростанций [где концентрация  $CO_2$  обычно равна 3–14% (по объему)] или доменной печи на сталеплавильном заводе (20–27%), стоимость улавливания  $CO_2$  намного выше (более 40 дол./т  $CO_2$ ), что в среднем составляет около 75% общей стоимости улавливания по технологии CCUS [25].

Концентрация  $CO_2$  в неочищенном природном газе значительно варьируется в зависимости

от месторождения: от природного газа без  $CO_2$  на сибирских месторождениях до исключительно высокой концентрации (до 90%) на некоторых месторождениях в Юго-Восточной Азии. Неочищенный природный газ, добываемый на норвежском месторождении Sleipner, содержит 9%  $CO_2$ , что считается высоким показателем по сравнению со многими другими месторождениями. Низкие затраты на улавливание также обусловлены высоким давлением, что снижает расходы на сжатие  $CO_2$ . Стоимость улавливания  $CO_2$  намного ниже для концентрированных источников (производство водорода, переработка угля для производства химикатов и переработка природного газа), чем для производства электроэнергии, цемента и стали, а также улавливания из атмосферы.

Разработчики технологии улавливания  $CO_2$  из газовых потоков с низкой концентрацией, таких как дымовой газ от электростанций или промышленных печей, как правило, стремятся к степени улавливания до 90%. Эти показатели приводят к самым низким затратам [24, 26]. Хотя улавливание 100%  $CO_2$  просто невозможно из-за действия законов термодинамики, уровень улавливания 98% технически осуществим, но требует модификации процесса отделения  $CO_2$ . Эти модификации обычно используются в многостадийных процессах с более высоким потреблением энергии, что приводит к росту капитальных и эксплу-

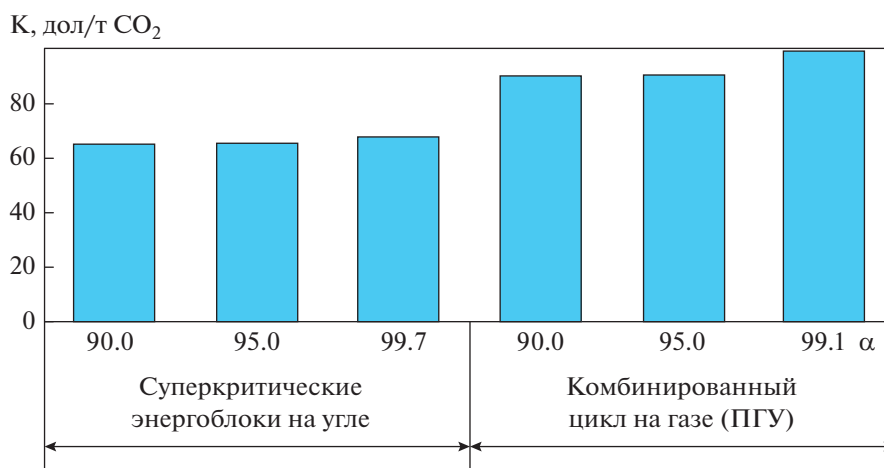


Рис. 7. Зависимость капитальных затрат  $K$  на улавливание  $\text{CO}_2$  для угольных и газовых электростанций от степени улавливания  $\alpha$  (оценки авторов, [27])

атационных затрат. Например, повышение эффективности улавливания  $\text{CO}_2$  для химической абсорбции с 90 до более чем 99% увеличивает затраты на улавливание всего на 4% для угольной и примерно на 10% для газовой энергетики (рис. 7) [27]. Это связано только с увеличением размеров абсорберов.

Дополнительные капитальные вложения в систему улавливания  $\text{CO}_2$  (более 80% капитальных затрат на CCUS-технологии) могут приводить к росту капитальных вложений на 20% и более в зависимости от технологий улавливания и мест расположения ТЭС.

Технологии CCUS могут сыграть важную роль в развитии производства водорода с низким углеродным следом. Водород может являться средством обезуглероживания в некоторых промышленных секторах, включая дальнемагистральный транспорт, химическую промышленность, производство чугуна, стали, электроэнергии и тепла.

## ТРАНСПОРТИРОВКА И ЗАХОРОНЕНИЕ $\text{CO}_2$

Наличие инфраструктуры для безопасной и надежной транспортировки  $\text{CO}_2$  является важным фактором, позволяющим разворачивать CCUS-технологии. Крупномасштабную транспортировку  $\text{CO}_2$  можно вести двумя основными способами – по трубопроводам и по морю, хотя на короткие расстояния небольшие объемы  $\text{CO}_2$  можно перевозить также автомобильным или железнодорожным транспортом, но с более высокими затратами. Транспортировка по трубопроводам практикуется в течение многих лет. Крупномасштабная транспортировка  $\text{CO}_2$  судами еще не продемонстрирована (TRL 4-7), но будет похожа на перевозку сжиженного газа.

Транспортировка  $\text{CO}_2$  в больших количествах по трубопроводам является самым дешевым способом. В Северной Америке, в основном в США, уже существует разветвленная сеть наземных трубопроводов  $\text{CO}_2$  общей протяженностью более 8000 км, по которым в настоящее время  $\text{CO}_2$  транспортируют более 70 млн т/год, чтобы использовать его, главным образом, для увеличения нефтеотдачи. В сочетании с новыми политическими стимулами, включая налоговую льготу, обширная существующая сеть трубопроводов в США стала ключевым фактором для недавно начавшихся проектов. В июне 2020 г. была введена в эксплуатацию система магистральных линий Alberta Carbon (Канада) пропускной способностью 14.6 млн т  $\text{CO}_2$ /год со значительным избыточным объемом (около 90%) для приема  $\text{CO}_2$  с будущих объектов, которые будут работать по технологиям CCUS. Государственные капиталовложения в систему составили 430 млн дол., что чуть меньше половины предполагаемой стоимости проекта 920 млн дол. [28]. Также имеются две трубопроводные системы  $\text{CO}_2$  в Европе и две на Ближнем Востоке.

Для хранения уловленный  $\text{CO}_2$  закачивают в глубокий подземный геологический резервуар из пористой породы, покрытый непроницаемым слоем горных пород, который герметизирует резервуар и предотвращает восходящую миграцию  $\text{CO}_2$  и выброс его в атмосферу. Существует несколько типов резервуаров, подходящих для хранения  $\text{CO}_2$ , при этом наибольшую вместимость имеют глубокие солевые формации и истощенные нефтегазовые резервуары.

Глубокие солевые формации представляют собой слои пористых и проницаемых пород, насыщенных соленой водой (рассолом), которые ши-

роко 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 были извлечены, и которые могут аналогичным образом улавливать закачиваемый  $\text{CO}_2$ . Когда  $\text{CO}_2$  закачивается в пласт, он проходит через него, заполняя поровое пространство. Газ обычно сначала сжимают, превращая его в жидкость, чтобы увеличить его плотность. Резервуар должен находиться на глубине более 800 м, чтобы сохранить  $\text{CO}_2$  в жидком состоянии. Газ постоянно удерживается в резервуаре при его улавливании крышкой, проникая в поровое пространство, в отдельные поры или их группы, взаимодействуя с породами коллектора с образованием карбонатных минералов.

Общая вместимость резервуаров для хранения  $\text{CO}_2$  под землей во всем мире является неопределенной, особенно вместимость соленых водоносных горизонтов, требуются их дополнительная характеристика и исследование участков, объем которых очень велик. Общая глобальная вместимость хранилищ оценивается в пределах от 8000 до 55 000 Гт [29]. По доступности хранилища существенно различаются в зависимости от регионов, при этом Россия, Северная Америка и Африка обладают хранилищами самых больших потенциальных объемов. Также считается, что значительные мощности существуют в Австралии.

Текущие и предполагаемые затраты на хранение  $\text{CO}_2$  различаются в зависимости от расхода закачки  $\text{CO}_2$  и характеристик резервуаров для хранения, а также от расположения мест хранения  $\text{CO}_2$ . В некоторых случаях затраты на хранение могут быть очень низкими. Действительно, когда  $\text{CO}_2$  используется при добыче нефти по технологии EOR (Enhanced Oil Recovery), стоимость хранения может стать фактически отрицательной при вычете дополнительных доходов от добычи нефти. По оценкам, стоимость более половины наземных хранилищ в США не превышает 10 дол./т  $\text{CO}_2$ .

Нефтяная промышленность является крупнейшим потребителем  $\text{CO}_2$  из внешних источников, при этом его предполагаемое глобальное потребление для увеличения нефтеотдачи составляет 70–80 млн т/год [30]. Технология  $\text{CO}_2$ -EOR хорошо зарекомендовала себя с начала 70-х годов XX в., главным образом, в США. Она включает в себя закачку  $\text{CO}_2$  в нефтяные месторождения для увеличения нефтедобычи. При этом повышается общее пластовое давление и улучшается подвижность нефти, что приводит к увеличению притока нефти к добывающим скважинам. США продолжают доминировать в сфере  $\text{CO}_2$ -EOR-технологии,

чему способствует обширная трубопроводная инфраструктура протяженностью около 8000 км. В меньших масштабах  $\text{CO}_2$ -EOR-технология применяется в Бразилии, Канаде, Китае и Турции.

Большая часть покупаемого  $\text{CO}_2$  в настоящее время производится из подземных месторождений. Например, в США менее 30%  $\text{CO}_2$  поступает из негеологических источников, в основном, из-за отсутствия доступных антропогенных источников  $\text{CO}_2$  вблизи нефтяных месторождений [31]. Сегодня для повышения нефтеотдачи в пласты закачивается 0.3–0.6 т  $\text{CO}_2$  на 1 барр. нефти, добываемой в США, хотя этот показатель варьируется в зависимости от месторождений и в течение всего срока реализации проектов [31]. Во время этого процесса часть  $\text{CO}_2$  остается под землей, а остальной газ возвращается на поверхность по мере извлечения нефти. В большинстве установок, работающих по технологии EOR, возвращающийся на поверхность  $\text{CO}_2$  направляется на рециркуляцию, в результате более 99% закачиваемого  $\text{CO}_2$  постоянно хранится на протяжении всего срока реализации проекта. Стоимость  $\text{CO}_2$ , как правило, связана с ценой на нефть и может составлять 15–30 дол./т  $\text{CO}_2$ . Таким образом, закачка 0.5 т  $\text{CO}_2$  на 1 барр добываемой нефти будет стоить 7.5–15.0 дол./барр. [31].

Результаты моделирования, выполненного в МЭА, показывают, что сокращение выбросов за счет увеличения нефтеотдачи с использованием  $\text{CO}_2$  из антропогенных источников может быть значительным и составлять 0.5–1.5 т  $\text{CO}_2$ /т закачки в зависимости от конфигурации проекта и типа вытесняемой нефти [32]. Эти данные в целом соответствуют результатам исследований выбросов в течение жизненного цикла в США [33, 34]. Если используется не ископаемый источник  $\text{CO}_2$  и количество хранимого  $\text{CO}_2$  превышает выбросы от производства и сжигания самой нефти, то нефть можно охарактеризовать как чистую “углеродно-отрицательную”, для производства которой  $\text{CO}_2$  либо должен поступать в результате сжигания или преобразования биомассы, либо должен быть уловлен из воздуха.

## ОПЫТ РОССИИ В ИСПОЛЬЗОВАНИИ CCUS-ТЕХНОЛОГИЙ

К сожалению, комплексных исследований технологий улавливания и захоронения  $\text{CO}_2$  в России крайне мало. Известны отдельные работы по различным аспектам применения газификации с улавливанием  $\text{CO}_2$  (Уральский государственный технический университет), работы НИУ МЭИ по реализации цикла Аллама на суперкритическом  $\text{CO}_2$ , а также ряд разработок, касающихся общего уровня выбросов  $\text{CO}_2$  от ТЭС и

некоторых экономических оценок (центр “Сколково”). В настоящей статье авторы используют, в основном, опыт исследований, представленный в совместных работах специалистов ВТИ и других организаций. Так, более 10 лет назад сотрудниками ВТИ, ОАО “Подземгазпром”, Института нефти и газа им. И.М. Губкина было выполнено первое в России комплексное исследование по улавливанию, захоронению и использованию  $\text{CO}_2$  [35]. Были подготовлены предложения по созданию пилотной установки с улавливанием  $\text{CO}_2$  и его использованию для закачки в истощенные нефтяные скважины, определены также возможности геологического захоронения вблизи наиболее крупных эмитентов  $\text{CO}_2$ . Разработаны принципиальные схемы промышленных, пилотных и демонстрационных установок со сжиганием топлива в химических циклах с выделением  $\text{CO}_2$ . Представлен состав основного оборудования для этих установок. Выполнен анализ взаимного расположения крупных производителей  $\text{CO}_2$  и подходящих геологических структур для оценки перспектив их использования для захоронения, включая захоронение с полезным эффектом (закачка в нефтяные пласты). На примере Московского региона (около 10% всех выбросов  $\text{CO}_2$  от ТЭС) указаны перспективные геологические структуры, проведена оценка возможных объемов и затрат на захоронение. Показано, что в глубине искусственных залежей  $\text{CO}_2$ , составляющей 500–2000 м, температура равна 5–80°C, давление 5–23 МПа. В этих диапазонах давлений и температур плотность и вязкость флюида в залежах будут меньше, чем в пластовых водах. Осуществлено региональное районирование территории Российской Федерации по наличию в ее осадочном чехле перспективных объектов для захоронения углекислого газа. Разработана система геологического мониторинга, определены составы базового и текущего мониторингов и их задачи. В результате химического взаимодействия  $\text{CO}_2$  с подземными водами горизонта закачки выпадение нерастворимых осадков в порах коллекторов не ожидается.

Проведенный обзор отечественного и зарубежного опытов показал, что газовые методы разработки и повышения нефтеотдачи пластов широко применяются в мире и практически не используются в России. Газовые и водогазовые технологии наиболее эффективны в слабопроницаемых коллекторах (по сравнению с заводнением). Для внедрения методов утилизации техногенного углекислого газа 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 выго-

ду (полезный эффект от технологии добычи нефти), что может компенсировать существенную часть затрат на секвестр техногенного диоксида углерода.

Определены технико-экономические показатели опытной установки тепловой мощностью 10 МВт и пилотной установки тепловой мощностью около 100 МВт. С помощью разработанной методики рассчитаны габаритные размеры реакторов, циклонов и системы циркуляции оксидов металлов. Оценены массовые показатели установок для сжигания газа в химических циклах. Предложены схемы этих установок с получением пара для нужд ТЭС (опытная установка) и электроэнергии (пилотная установка). Дана оценка КПД пилотной установки в сравнении с традиционными ПГУ той же тепловой мощности. Снижение КПД достигает 13%. Для установок большой мощности с оптимизацией параметров газовых и паровых турбин снижение КПД оценено на уровне 4–8%. Определены капитальные затраты на сооружение установок. Увеличение капитальных затрат по сравнению с традиционными составляет 30–40% (для крупных энергоблоков 20–30%). Себестоимость выработки электроэнергии для установки тепловой мощностью 100 МВт увеличивается в 1.7 раза по сравнению с традиционной ПГУ. В перспективе для крупных установок можно ожидать увеличения себестоимости на уровне 30%.

Благодаря результатам проведенной работы были заложены основы для создания опытной установки с полным циклом улавливания и захоронения  $\text{CO}_2$ . При этом перспективным может стать метод захоронения с возможностью повышения нефтеотдачи. Целесообразно продолжить исследования и разработки по использованию различных модификаций сжигания угля и газификации в химических циклах для улавливания  $\text{CO}_2$ .

При использовании внутрицикловой газификации угля КПД снижается примерно на 10% (с 46 до 36%). В системах с кислородным сжиганием КПД уменьшается на 7–8%. Для разрабатываемых систем с сжиганием топлива в химических циклах применительно к схемам с ПГУ КПД снижается с 57 до 52%, а при сжигании угля – с 45.0 до 41.5%. Такое небольшое снижение КПД связано с отсутствием затрат на получение кислорода и потерь на рециркуляцию  $\text{CO}_2$  или потерь в системах очистки газов.

В ОАО ВТИ были выполнены также расчетные исследования по улавливанию диоксида углерода из газов воздушной газификации углей растворами этаноламина, органическими растворителями и с использованием высокотемпературного кальциевого цикла. Для каждого из процессов оценивали КПД парогазовой установки с газификацией угля. При этом необходимая сероочистка

генераторного газа предлагалась как высокотемпературная (без потери тепла генераторного газа на данном этапе) с использованием оригинальных природных железомарганцевых хемосорбентов, для которых были проведены лабораторные и стендовые опыты [12]. Установлено, что КПД таких установок выше КПД аналогичных установок с использованием стандартной сероочистки на основе растворов тех же аминов.

Специалисты ОАО ВТИ провели расчетные исследования сжигания топлива в среде кислорода с рециркуляцией  $\text{CO}_2$  для пылеугольных котлов и котлов с ЦКС. В [36] дана оценка возможности и целесообразности перевода котла Пп-1000-25-585 с ЦКС на кислородное сжигание в предположении о неизменных конструкции поверхностей нагрева, тепловой мощности и параметров назначения котла. Установлено, что в такой постановке возможно обеспечить работу котла при концентрации кислорода в окислителе (кислород + газы рециркуляции) в диапазоне 15–32% (по объему), а в качестве оптимальной поддерживать 24–32% (по объему).

Сравнение теплофизических свойств газов (азота,  $\text{CO}_2$  и паров воды) показало, что имеет место значительное снижение температуропроводности в атмосфере  $\text{CO}_2$ . Это вызывает заметные изменения в условиях выгорания топлива, лучистом теплообмене, а также процессах образования и подавления выбросов оксидов азота и серы. В [37] показано, что выгорание коксов в обеих средах в пределах внутрикINETического режима имеет одинаковый характер и описывается весьма близкими значениями энергий активации (154 кДж/моль в среде  $\text{O}_2/\text{N}_2$  и 157 кДж/моль в среде  $\text{O}_2/\text{CO}_2$ ). Меньшая интенсивность конверсии в среде  $\text{O}_2/\text{CO}_2$  на второй стадии связана с более ранним переходом процесса во внутрИДИФфузионный режим, что является следствием пониженной диффузионной активности кислорода в среде  $\text{CO}_2$ . В последнее время при участии ОАО ВТИ были проведены расчетные исследования образования и подавления выбросов оксидов азота и серы в котлах с кипящим слоем в условиях кислородного сжигания [38, 39]. Результаты исследований служат основой для разработки методов расчета выгорания топлив в установках с кислородным сжиганием и улавливанием  $\text{CO}_2$ .

Разработки ОАО ВТИ в области полезного использования  $\text{CO}_2$  как жидкой углекислоты высшего (пищевого) качества по ГОСТ [40] из дымовых газов одной из электростанций России представлены в [41]. Технологическая схема установки получения такого продукта предполагает промывку горячих дымовых газов водой, осуществление стандартного процесса “абсорбция-десорбция” для поглощения диоксида углерода 10%-ным (по массе) раствором МЭА, очистку и осушку продукцион-

ного диоксида углерода с промежуточным сжатием компрессором, сжижение и хранение продукционной углекислоты. При разработке проектной документации были применены следующие технические решения, которые, помимо всего прочего, учитывают особенности привязки производства к ТЭС:

в целях энергосбережения тепло при технологическом процессе используется для отопления здания, в котором помещается производство. При этом запроектирован резервный электрический обогрев на случай останова производства;

спроектирован узел регенерации МЭА и фильтрации продуктов деградации МЭА, который позволяет нивелировать влияние относительно высокого содержания кислорода в дымовых газах на деградацию моноэтаноламина;

конденсат пара, используемого для регенерации поглотителя, направляется для подпитки автономной установки оборотного водоснабжения, что исключает дополнительные затраты на химически очищенную воду;

применение основного технологического оборудования углекислотной установки отечественного производства позволяет значительно (примерно на 50%) снизить капитальные затраты, затраты на обслуживание и ремонт оборудования и срок окупаемости капитальных вложений. В настоящий момент получено положительное заключение экспертизы данного проекта и предполагается провести рабочее проектирование с пуском данной установки в эксплуатацию ориентировочно в 2024 г.

Многочисленные фундаментальные исследования выполнены в ВТИ в области гидродинамики связанных между собой реакторов с кипящим и циркулирующим кипящим слоями. Они проведены на одной из крупнейших “холодных” установок, а их результаты послужили основой для расчета систем с химическими циклами сжигания и газификации топлив. Проведенные в ВТИ первые исследования условий движения бинарных смесей частиц песок–оксиды металлов [42–44] открыли новую область исследований гидродинамики топочных контуров и связанных между собой реакторов. Имеется также огневая установка тепловой мощностью около 20 кВт для исследования условий сжигания топлив в химических циклах. К сожалению, дальнейшего развития эти работы не получили. Представляется необходимым усилить научные и технологические разработки в этой области.

## ВЫВОДЫ

1. На основе анализа многочисленных публикаций последнего времени показано, что желаемая быстрая декарбонизация энергетического

сектора экономичным способом невозможна без использования органических топлив. Чистые угольные технологии могут стать мостом к применению более чистой энергии и должны рассматриваться в качестве будущих вариантов с нулевым уровнем выбросов вредных веществ. На примере угольной энергетики Индии показаны пути достижения высокоэффективной угольной энергетики с низким уровнем выбросов к 2040 г. Предполагается ускоренный подход к выводу из эксплуатации старых, менее эффективных энергоблоков и их модернизации или замене на энергоблоки высокой эффективности с низкими выбросами вредных веществ.

2. Первостепенной задачей в области угольной генерации России по-прежнему остается создание и освоение угольных энергоблоков на сверхкритических параметрах пара и создание угольных ТЭЦ нового поколения. Такой энергоблок мощностью 660–800 МВт давлением свежего пара 28 МПа и температурой перегрева 600/600°C обеспечивает КПД нетто 44.5–45.4%. При работе угольной ТЭЦ нового поколения в конденсационном режиме КПД повышается более чем на 4.5%, удельный расход топлива на выработку электроэнергии при тепловом потреблении уменьшается на 6%, выбросы вредных веществ снижаются в 2–10 раз по сравнению с выбросами существующих ТЭЦ.

3. Внедрение уже разработанных технических решений должно стать первым шагом на пути дальнейшего использования на этих объектах технологий улавливания CO<sub>2</sub>. В настоящее время угольной энергетике России уделяется незаслуженно мало внимания. Роль и масштабы ее в среднесрочной перспективе не определены, экономические предпосылки не сформулированы. Необходимо незамедлительно приступить к разработке программы технического перевооружения эксплуатируемых угольных энергоблоков с конечным выходом на современные экономические и экологические показатели.

4. Выполнен анализ состояния и развития технологий улавливания парниковых газов. Химическая абсорбция с использованием растворителей на основе аминов является наиболее продвинутой на практике методом отделения CO<sub>2</sub>. Для физической адсорбции используются твердые сорбенты, для физической абсорбции – жидкости. Физическое разделение в настоящее время используется главным образом при переработке природного газа и производстве этанола, метанола и водорода, при этом в эксплуатации находятся девять крупных заводов в США.

Технология кислородного сжигания находится на стадии предварительной демонстрации. Мембранное разделение используется, прежде

всего, для природного газа и находится на демонстрационной стадии.

Химические циклы улавливания CO<sub>2</sub> основаны на технологиях связанных между собой реакторов. Ведутся разработки и эксплуатируется уже около 35 пилотных проектов мощностью до 3 МВт для сжигания угля, газа, нефти и биомассы в химических циклах с оксидами металлов – носителями кислорода.

5. Наличие инфраструктуры для безопасной и надежной транспортировки CO<sub>2</sub> является важным фактором, позволяющим развертывать технологии улавливания, захоронения и использования CO<sub>2</sub>. Применяются два основных варианта крупномасштабной транспортировки CO<sub>2</sub> – по трубопроводам и по морю, хотя небольшие объемы CO<sub>2</sub> на короткие расстояния можно также перевозить автомобильным или железнодорожным транспортом, но с более высокими затратами. Транспортировка по трубопроводам практикуется в течение многих лет в больших масштабах. Крупномасштабная транспортировка CO<sub>2</sub> судами еще не продемонстрирована, но будет похожа на перевозку сжиженного газа.

6. Хранение CO<sub>2</sub> включает в себя закачку уловленного CO<sub>2</sub> в глубокий подземный геологический резервуар из пористой породы, покрытый непроницаемым слоем горных пород, который герметизирует резервуар и предотвращает восходящую миграцию CO<sub>2</sub> и выброс его в атмосферу. Общая глобальная вместимость хранилищ оценивается в 8000–55000 Гг. Доступность хранилищ значительно различается по регионам, при этом Россия, Северная Америка и Африка имеют потенциальные хранилища самой большой вместимости. По оценкам, стоимость более половины наземных хранилищ в США составляет менее 10 дол/т CO<sub>2</sub>.

7. ОАО ВТИ обладает уникальным опытом в области разработки технологий улавливания, захоронения и использования CO<sub>2</sub>. Первые комплексные исследования были выполнены совместно с ОАО “Подземгазпром”, Институтом нефти и газа им. И.М. Губкина, подготовлены предложения по созданию пилотной установки с улавливанием CO<sub>2</sub> и его закачки в истощенные нефтяные скважины, определены также возможности геологического захоронения вблизи наиболее крупных эмитентов CO<sub>2</sub>. В ВТИ выполнены расчетные исследования сжигания топлива в среде кислорода с рециркуляцией CO<sub>2</sub> для пылеугольных котлов и котлов с циркулирующим кипящим слоем.

Важными являются разработки ВТИ в области полезного использования CO<sub>2</sub>, которые могут быть применены в полномасштабных проектах улавливания CO<sub>2</sub> из дымовых газов ТЭС.

Проведенные в ВТИ первые исследования условий движения бинарных смесей песок—оксиды металлов открыли новую область исследований гидродинамики топочных контуров и связанных между собой реакторов.

8. Для снижения углеродного следа в продукции (от электроэнергии и тепла до химикатов, в которых использована эта энергия) в первую очередь необходимо внедрение установок с высокой эффективностью и низкими выбросами вредных веществ, включая угольную ТЭЦ нового поколения. Эти разработки находятся в стадии готовности к рабочему проектированию и изготовлению. Необходимо усилить направления улавливания, захоронения и использования CO<sub>2</sub>. В этих областях знаний ВТИ обладает достаточной компетенцией, выполнив еще 12 лет назад первые в России исследования. Следует разработать государственную программу декарбонизации в энергетике, уделив повышенное внимание разработке и внедрению пилотных установок в 2023–2024 гг.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **World energy trilemma index 2017: Monitoring the sustainability of national energy systems.** L., UK: World Energy Council in Partnership, 2017.
2. **Рябов Г.А.** О роли угля в энергетической трилемме // Энергетика за рубежом. 2021. № 4. С. 2–21.
3. **Comisión Europea.** Acuerdo de París | Acción por el Clima, Comisión Europea. 2016. A available on line: [https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris\\_es](https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_es) (Accessed on 4 June 2017.)
4. **Four IHS Markit.** Autonomy Scenario. <https://ihsmarkit.com/products>
5. **Verdolini E., Vona F., Popp D.** Bridging the gap: do fast reacting fossil technologies facilitate renewable energy diffusion. Cambridge, MA: NBER, 2016.
6. **Barber W.** Study says renewable power still reliant on backup from natural gas // Renewable and Sustainable Energy Rev. 2017. No. 77. P. 652–669. [http://www.power-ng.com/articles/2016/08/study-saysrenewable-power-still-reliant-on-backup-from-natural-gas.html?cmpid=enl-poe-weekly-august-19-2016&cmpid=enl\\_PE\\_Weekly\\_2016-08-19&eid=291125246&bid=1502549](http://www.power-ng.com/articles/2016/08/study-saysrenewable-power-still-reliant-on-backup-from-natural-gas.html?cmpid=enl-poe-weekly-august-19-2016&cmpid=enl_PE_Weekly_2016-08-19&eid=291125246&bid=1502549)
7. **World electric power plants database.** <https://www.spglobal.com/plats>
8. **Рябов Г.А., Киселева О.А., Бондарев В.А.** Пути снижения эмиссии от угольной энергетики Индии // Энергетика за рубежом. 2021. № 6. С. 2–39.
9. **Тумановский А.Г., Тугов А.Н., Рябов Г.А.** Пути повышения эксплуатационных и экологических показателей котельных установок и угольных ТЭС России // Электрические станции. 2021. № 6. С. 9–16.
10. **Профиль энергоблока угольной ТЭЦ нового поколения /** Г.А. Рябов, Г.Д. Авруцкий, А.М. Зыков, И.Н. Шмиголь, М.В. Лазарев, И.А. Долгушин, В.И. Щелоков, А.В. Кудрявцев, Л.А. Жученко // Изв. РАН. Энергетика. 2014. № 1. С. 29–37.
11. **Сомова Е.В., Тугов А.Н., Тумановский А.Г.** Обзор зарубежных конструкторских энергетических котлов на суперсверхкритические параметры пара (ССКП) и перспективы создания блоков ССКП в России // Теплоэнергетика. 2021. № 6. С. 6–24. <https://doi.org/10.1134/S0040363621060096>
12. **Разработка** отечественной ПГУ с газификацией угля / Г.Г. Ольховский, С.И. Сучков, П.А. Березинец, А.Н. Епихин, И.О. Крылов, И.Г. Луговская, А.А. Сомов, В.Н. Гудков, А.А. Заикин // Теплоэнергетика. 2010. № 2. С. 19–26.
13. **Energy transitions in G20 countries: energy data transparency and market digitalisation.** Paris, France: International Energy Agency, 2018. <https://webstore.iea.org/energy-transitions-in-g20-countries-energy-transitions-towards-cleaner-more-flexible-and-transparent-systems>
14. **Energy technology perspectives 2020: Special report on carbon capture, utilization and storage.** International Energy Agency. Website: [www.iea.org](http://www.iea.org)
15. **Pilot testing on fixed-site-carrier membranes for CO<sub>2</sub> capture from flue gas /** X. He, A. Lindbrathen, T.-J. Kim, M.-B. Hagg // Int. J. Greenhouse Gas Control. 2017. V. 64. P. 323–332. <https://doi.org/10.1016/J.IJGGC.2017.08.007>
16. **New IEAGHG technical report: 2019-09 ‘Further assessment of emerging CO<sub>2</sub> capture technologies for the power sector and their potential to reduce costs’** BLOG. <https://ieaghg.org/ccs-resources/blog/new-ieaghg-technical-report-2019-09-further-assessment-of-emerging-co2-capture-technologies-for-the-power-sector-and-their-potential-to-reduce-costs> (Accessed 2 Jan. 2020.)
17. **Low emissions intensity lime & cement – A project of the European Union.** 2019.
18. **Effects of plant location on cost of CO<sub>2</sub> capture /** N. Ferrari, K. Burnard, L. Mancuso, F. Consonni // Int. J. Greenhouse Gas Control. 2019. V. 90. P. 102783. <https://doi.org/10.1016/J.IJGGC.2019.102783>
19. **IEAGHG, TR03 Cost of CO<sub>2</sub> capture in the industrial sector: Cement and iron and steel industries,** 2018.
20. **Meeting the dual challenge – Report Downloads,** 2019. <https://dualchallenge.npc.org/downloads.php> (Accessed 8 Jan. 2020.)
21. **Global costs of carbon capture and storage.** 2017 update.
22. **CO<sub>2</sub> capture at coal based power and hydrogen plants.** Volume Report IEA. [http://www.ieaghg.org/docs/General\\_Docs/Reports/2014-03.pdf](http://www.ieaghg.org/docs/General_Docs/Reports/2014-03.pdf)
23. **A process for capturing CO<sub>2</sub> from the atmosphere /** D.W. Keith, D.St. Angelo, G. Holmes, K. Heidel // Joule. 2018. V. 2/8. P. 1573–1594. <https://doi.org/10.1016/J.JOULE.2018.05.006>
24. **Cost of capturing CO<sub>2</sub> from industrial sources.** US Department of Energy; National Energy Technology Laboratory, 2014.
25. **Rubin E.S., Davison J.E., Herzog H.J.** The cost of CO<sub>2</sub> capture and storage // Int. J. Greenhouse Gas Control. 2015. V. 40. P. 378–400. <https://doi.org/10.1016/J.IJGGC.2015.05.018>
26. **Rao A.B., Rubin E.S.** Identifying cost-effective CO<sub>2</sub> control levels for amine-based CO<sub>2</sub> capture systems // Industr. Eng. Chem. Res. 2006. V. 45/8. P. 2421–2429. <https://doi.org/10.1021/ie050603p>
27. **Towards zero emissions CCS in power plants using higher capture rates or biomass.** IEAGHG Technical Report 2019-02.

28. **Government** of Alberta, carbon capture and storage, 2020. <https://www.alberta.ca/carboncapture-and-storage.aspx>, accessed 3 September 2020.
29. **Developing** a consistent database for regional geologic CO<sub>2</sub> storage / J. Kearns, G. Teletzke, J. Palmer, H. Thomann // *Energy Procedia*. 2017. V. 114. P. 4697–4709.
30. **Inventory** of U.S. Greenhouse gas emissions and sinks 1990–2017 (as submitted to the UNFCCC). U.S. EPA, 2018.
31. **World energy outlook 2018**. Paris, France: IEA, 2018.
32. **Storing** CO<sub>2</sub> through enhanced recovery. Paris, France, IEA, 2015.
33. **How green is my oil?** A detailed look at greenhouse gas accounting for CO<sub>2</sub>-enhanced oil recovery (CO<sub>2</sub>-EOR) sites / N.A. Azzolina, W. Peck, J.A. Hamling, S. Melzer // *Int. J. Greenhouse Gas Control*. 2016. V. 51. P. 369–379 <https://doi.org/et al., 2016>. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2016.06.008>. zzolina
34. **Evaluating** the climate benefits of CO<sub>2</sub>-enhanced oil recovery using life cycle analysis / G. Cooney, J. Littlefield, J. Marriott, T.J. Skone // *Environ. Sci. Technol*. 2015. V. 49. No. 12. P. 7491–7500. DOI et al., 2015. <https://doi.org/10.1021/acs.est.5b00700> Cooney
35. **Сепарация** CO<sub>2</sub> с использованием химических циклов сжигания и газификации топлив / Г.А. Рябов, О.М. Фоломеев, Д.С. Литун, Д.А. Санкин // *Теплоэнергетика*. 2009. № 6. С. 39–49.
36. **Супранов В.М., Рябов Г.А., Мельников Д.А.** Исследование возможности и целесообразности работы котла Пп-1000-25-585 с циркулирующим кипящим слоем в режиме кислородного сжигания топлива // *Теплоэнергетика*. 2011. № 7. С. 56–64.
37. **Мельников Д.А., Рябов Г.А., Чернявский Н.В.** Исследование сравнительных кинетических характеристик при сжигании топлив в воздушной среде и среде кислорода и двуокиси углерода // *Машиностроение*. 2015. Т. 3. № 4. С. 31–37.
38. **The generation** and suppression of NO<sub>x</sub> and N<sub>2</sub>O emissions in the oxy-fuel combustion process with recycled CO<sub>2</sub> (an overview) / K.El Sheikh, G.A. Ryabov, M.D. Khamid, T.V. Bukharkina, M.A. Hussain // *Therm. Eng.* 2020. V. 67. No. 1. P. 1–9.
39. **Халид Эль-Шейх, Рябов Г.А., Бухаркина Т.В.** Особенности образования и подавления выбросов оксидов серы при сжигании топлив в среде кислорода с рециркуляцией CO<sub>2</sub> // *Электрические станции*. 2019. № 8. С. 18–24.
40. **ГОСТ 8058-85.** Двуокись углерода газообразная и жидкая. Технические условия. М.: Стандартинформ, 2006.
41. **Строков А.А., Епихин А.Н., Ряшенцев М.С.** Извлечение диоксида углерода из дымовых газов ТЭС с последующим получением товарного CO<sub>2</sub> // *Энергетик*. 2021. № 7. С. 20–22.
42. **Ryabov G., Folomeev O., Dolgushin I.** The investigation of movement conditions of particles binary mixtures in chemical looping combustion of solid fuel // *J. Phys.: Conf. Ser.* 2017. No. 891. P. 012101. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/891/1/012101>
43. **Ryabov G., Folomeev O., Dolgushin I.** The investigation of mass flux profile and separation of binary mixture of ash and metal oxide for chemical looping combustion of solid fuels // *Proc. of the 23rd Intern. Conf. on FBC*. Seoul, Korea, 13–17 May 2018. P. 468–476.
44. **The investigation** of fluidization of solids mixture with different particles density / G. Ryabov, D. Sankin, O. Folomeev, I. Dolgushin // *Proc. of CFB-12*. Krakow, Poland, 24–26 May 2017. P. 179–186.

## Decarbonization of Heat and Power Generation at Solid Fuel-Fired Power Plants

G. A. Ryabov<sup>a, \*</sup>, A. G. Tumanovskii<sup>a</sup>, and A. N. Epikhin<sup>a</sup>

<sup>a</sup> *All-Russia Thermal Engineering Institute (OAO VTI), Moscow, 115280 Russia*

<sup>\*</sup>*e-mail: georgy.ryabov@gmail.com*

**Abstract**—A wide range of problems related to the reduction of greenhouse gas emissions during generation of electricity and heat is considered. An analysis of many recent publications has revealed that the fast and efficient decarbonization of the power industry can induce serious problems without any backup with fossil fuel, especially coal. Coal technologies have been demonstrated to become a bridge to the implementation of cleaner energy and should be considered as future zero-emission options. The performance indices of technologies offering high efficiency and low emissions are presented. As to the conditions of Russia in the short-term future, the main method to considerably cut down atmospheric CO<sub>2</sub> emissions from TPPs, in particular coal-fired ones, can be combined heat and power generation. The top priority in the field of coal-fired generation in Russia is still the development and mastering of coal-fired power units for ultra-supercritical (USC) steam conditions. It is shown that technologies for the capture, storage, and use of CO<sub>2</sub> are extremely important for solving the problems of climate change. Various CO<sub>2</sub> capture technologies and issues of its transportation and storage are discussed. The results of OAO VTI developments in this field are presented.

**Keywords:** greenhouse gas emissions, decarbonization, coal power industry, CO<sub>2</sub> capture, storage, and use technologies, renewable energy sources