

УДК 620.9

## К РАЗРАБОТКЕ ТЕХНОЛОГИЙ СНИЖЕНИЯ УГЛЕРОДНОГО СЛЕДА В ЭНЕРГЕТИКЕ

А. Ф. Рыжков<sup>1</sup>, Т. Ф. Богатова<sup>1</sup>, А. Н. Тугов<sup>2</sup>, Г. Е. Масленников<sup>1</sup>,  
П. В. Осипов<sup>1</sup>, А. Д. Никитин<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Уральский федеральный университет им. первого Президента России Б. Н. Ельцина  
620002 Екатеринбург, a.f.ryzhkov@urfu.ru

<sup>2</sup>Всероссийский теплотехнический институт, 115280 Москва

Рассмотрены технологические подходы к снижению эмиссии углекислого газа при производстве энергии. Выделены три уровня генерации углекислого газа топливными энергоустановками. Проведен анализ топливных энергоустановок по параметрам, наиболее чувствительным в технологиях улавливания и утилизации техногенного диоксида углерода (carbon capture, utilization and storage): давлению, чистоте и количеству генерируемого углекислого газа. Ранжирование выходных параметров углекислого газа позволяет разделить энергоустановки на три группы: А, В, С. На основании разработанного метода скрининг-анализа в рамках системы оценки жизненного цикла Life cycle analysis рассмотрены интегральные характеристики основных технологий утилизации выбросов CO<sub>2</sub> от энергетических производств в зависимости от уровня технологической зрелости и рыночной привлекательности. Выделены перспективные для российского промышленно-энергетического комплекса группы геологической утилизации, минерализации, карбонизации и биоутилизации.

Ключевые слова: климатический переход, Carbon capture, utilization and storage (CCUS), выбросы CO<sub>2</sub>, параметры CO<sub>2</sub>, декарбонизация, минерализация CO<sub>2</sub>, биоутилизация.

DOI 10.15372/FGV20220413

### 1. ВВЕДЕНИЕ. МЕСТО ТОПЛИВНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В ЭПОХУ ГЛОБАЛЬНОГО ПОТЕПЛЕНИЯ

Выбросы антропогенного CO<sub>2</sub> в зависимости от генезиса подразделяются на распределенные, связанные с биологической жизнью и мелкомасштабным топливоиспользованием населением (условно — биогенные) и сосредоточенные, привязанные к крупным промышленным производствам (техногенные).

При традиционном укладе экономики техногенные выбросы улавливаются подобно биогенным — путем стихийной аккумуляции в природных экосистемах, где и находятся в состоянии, близком к термодинамическому равновесию. Изменение условий равновесия кор-

ректирует аккумулирующую способность и вызывает в динамически подвижных экосистемах обратные перетоки поглощенного углерода и климатические изменения, накладывающиеся на обычно гораздо более медленный природный процесс. Превышение пороговых показателей ведет к необратимым изменениям в экосистемах и климате планеты.

Для того чтобы достичь цели Парижского соглашения по ограничению к 2100 г. глобального потепления 1.5 °С, антропогенные выбросы CO<sub>2</sub> к 2030 г. должны быть сокращены на 45 % по сравнению с уровнем 2010 г., а к 2050 г. достигнуть нуля [1]. Для развитых стран (США — 15 % всех выбросов; ЕС и Великобритания — 9 %) сокращение к 2030 г. должно составить 12 Гт · 0.45 = 5.4 Гт CO<sub>2</sub>/год, для группы развивающихся стран и России (Китай — 28 %; Индия — 7 %; Россия — 5 %) сокращение должно составить 20 Гт · 0.45 = 9 Гт CO<sub>2</sub>/год.

По сценарию нулевых валовых выбросов CO<sub>2</sub> к 2050 г. (Net zero emission — NZE) в электроэнергетике необходимо декарбонизировать более 2000 ГВт установленных мощно-

Исследование выполнено при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования РФ в рамках программы развития Уральского федерального университета им. первого Президента России Б. Н. Ельцина в соответствии с программой стратегического академического лидерства «Приоритет-2030».

© Рыжков А. Ф., Богатова Т. Ф., Тугов А. Н.,  
Масленников Г. Е., Осипов П. В., Никитин А. Д.,  
2022.

стей. Процесс должен осуществляться поэтапно и включать в себя два аспекта. Это установка строительства новых угольных ТЭС и управление сокращением выбросов на действующих ТЭС, производимое с минимальными затратами и при сохранении надежности энергоснабжения.

По этому сценарию выбросы от существующих угольных ТЭС к 2030 г. должны стать на 3/4 ниже уровня 2020 г., или на  $\approx 7$  Гт  $\text{CO}_2/\text{год}$  (14 % от общих выбросов  $\text{CO}_2$ ). Для достижения этого показателя все не выработавшие ресурс ТЭС должны быть: модернизированы с помощью технологии Carbon capture, utilization and storage (CCUS), переведены на сжигание низкоуглеродных топлив (биомасса, аммиак), перепрофилированы или закрыты.

Однако для большинства из 192 подписантов Соглашение 2015 г. представлялось скорее протоколом о намерениях, нежели программой действий. По данным отчета ИЕА [2], подготовленного в преддверии 26-й конференции участников Рамочной конвенции ООН по изменению климата (COP26), фактические выбросы, оцененные по локальным сценариям стран-подписантов, к 2030 г. не снизятся, а вырастут на 16 %, что вызовет потепление к 2030 г. на  $1.5^\circ\text{C}$ , а к 2100 г. на  $2.7^\circ\text{C}$ .

Надвигающийся климатический переход сопровождается резким ростом интенсивности природных катаклизмов (паводки, ливни, ураганы, перемежающиеся с засухами, землетрясениями, фрагментами «ядерной зимы»), многократно превышающих возможности человечества по их преодолению, а тем более — «обузданию».

Новая политика выработки консолидированного решения была сформулирована в Глазго на 26-й конференции ООН по изменению климата, проходившей 31 октября — 13 ноября 2021 г. В результате страны-участницы согласились с тем, что ограничение глобального потепления до  $1.5^\circ\text{C}$  требует быстрого, глубокого и устойчивого сокращения глобальных выбросов парниковых газов, включая (1) сокращение глобальных выбросов углекислого газа на 45 % к 2030 г. по сравнению с уровнем 2010 г. и до нуля примерно к 2050 г., с заменой постепенного отказа (phase-out) на постепенное сокращение (phase-down) использования угля по предложению Китая и Индии. Было также решено (2) прекратить вырубку лесов к 2030 г. (более 100 стран, включая Россию, договори-

лись повлиять на обезлесивание в своих регионах и использовать леса как важный способ борьбы с климатическим кризисом); (3) сократить выбросы метана на 30 % к 2030 г. (Китай, Россия и Индия не согласились с такими условиями) [1]. Для реализации действий по предотвращению изменения климата был повторен призыв к развитым странам совместно организовать финансирование развивающихся стран в размере 100 млрд долларов США до 2025 г.

Политика противодействия глобальному потеплению включает в себя, помимо его смягчения за счет сокращения эмиссии парниковых газов, отбор и адаптацию систем жизнеобеспечения к его воздействиям. Несвойственная уходящей эпохе природная нестабильность предъясняет абсолютно новый, беспрецедентно высокий уровень требований к надежности и живучести систем жизнеобеспечения, в первую очередь систем энергообеспечения, которые придется отбирать по принципу возможности генерации больших сосредоточенных объемов углероднейтральной «чистой» энергии, необходимой для снижения глобальных рисков развития гуманитарной катастрофы при минимальной зависимости их работоспособности от внешних условий (геоклиматических изменений) и при низкой вероятности запуска техногенных катастроф в случае их возможного разрушения.

В этих условиях в качестве базовых безусловным приоритетом из ныне известных будут пользоваться энергосистемы, работающие на запасенной в литосфере первичной энергии, устойчивое состояние носителей которой проверено геологическим временем, не подвержено воздействию стихии в местах их природной аккумуляции и не требует обогащения перед использованием (геотермальная, в ископаемых углеводородах). Из них по технической готовности, отлаженности инфраструктуры и возможностям локализации на первом месте оказываются классические ТЭС на ископаемом (в первую очередь твердом) топливе, что находит отражение в коррекции первоначального тезиса NZE о полном закрытии угольной генерации к 2050 г. и в рассмотрении новых сценариев развития углеродной экономики с созданием новой топливной (угольной, газовой) генерации с CCUS за пределами 2050 г. [3]. Работающее в новых условиях энергопредприятие будет вынуждено производить не один, а два-три вида товарной продукции (теплоэлек-

троэнергия, углекислый газ, твердые и жидкие отходы-продукты). Переход на геотермальные (преимущественно петротермальные) источники первичной энергии будет возможен в более отдаленной перспективе [4].

Подготовка к новому этапу развития углеродной энергетики требует конкретных действий в области разработки технологий снижения эмиссии  $\text{CO}_2$  на ТЭС, а также в области создания промышленных систем утилизации техногенного углерода.

Целью настоящего расчетно-аналитического исследования является определение перспективных для российского промышленно-энергетического комплекса технологий утилизации  $\text{CO}_2$ , генерируемого энергоблоками ТЭС на органическом топливе. Достижение цели осуществляется посредством решения трех задач:

1) определение объемов и параметров  $\text{CO}_2$ , генерируемого энергоустановками разных типов;

2) выявление промышленных технологий, перспективных с точки зрения утилизации в технологическом цикле  $\text{CO}_2$  соответствующих параметров;

3) формирование основных принципов создания энергопроизводственных комплексов и территориальных симбиозов со сниженным углеродным следом.

## 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К СНИЖЕНИЮ ЭМИССИИ $\text{CO}_2$ НА ТЭС

В энергетике снижение эмиссии  $\text{CO}_2$  достигается за счет сокращения удельного потребления углеводородов и за счет улавливания генерируемого при сжигании  $\text{CO}_2$ . Снижение удельных и соответствующих им валовых выбросов  $\text{CO}_2$ , основанное на снижении удельного потребления топлива на производство теплоэлектроэнергии, предлагается производить за счет совершенствования термодинамического цикла и перехода на низкоуглеродное топливо. Это включает в себя повышение параметров угольного паросилового цикла Ренкина с переходом на ультрасверхкритические параметры пара (USC); применение различных конфигураций термодинамического цикла на природном и синтез-газах из углеводородов; переход от угля к природному газу, аммиаку, водороду, биотопливу [2]. Однако технологические возможности большинства перечисленных способов ограничены (группа А на рис. 1).

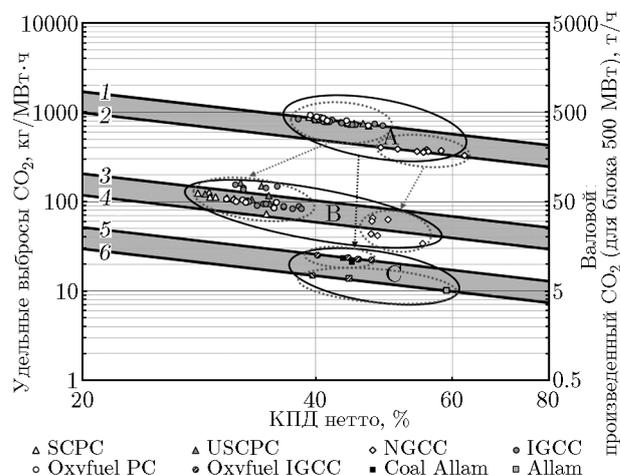


Рис. 1. Генерация  $\text{CO}_2$  энергоустановками в зависимости от КПД

Радикальное понижение выбросов  $\text{CO}_2$  предлагается производить посредством одной из двух групп технологий:

- рекомендуемые в перечне Best available techniques (BAT) [5] — улавливания  $\text{CO}_2$  до процесса сжигания (Pre-CC), улавливания  $\text{CO}_2$  после процесса сжигания (Post-CC), Oxyfuel Combustion (группы В и С);
- новейшие Oxyfuel разработки с применением  $\text{CO}_2$ -циклов (группа С).

Неулавливаемые объемы выбросов  $\text{CO}_2$  последовательно снижаются от 100 % в технологиях группы А до 10 ÷ 15 % в группе В и до 1 ÷ 3 % в группе С.

Построение зависимости выбросов  $\text{CO}_2$  от КПД энергоустановки выполнено двумя способами. Ограничительные кривые группы А построены для угля (линия 1) и природного газа (линия 2) по рекомендациям, составленным для традиционного оборудования, не оснащаемого системами улавливания  $\text{CO}_2$  [6]. Данные зависимости соответствуют стандартным графикам из перечня BAT [5], расширенным до современного уровня. В натуральных координатах зависимости близки к гиперболическим с быстропадающей чувствительностью эмиссии  $\text{CO}_2$  к росту КПД, свидетельствующей о приближении к технологическому пределу\*. С приведен-

\*Удельные выбросы  $\text{CO}_2$  из более экономичных энергоустановок, работающих на основе принципа прямого преобразования химической энергии в электрическую, заметно меньше, однако жесткие ограничения по единичной мощности тепловой энергии снижают их конкурентные преимущества в области большой энергетики.

Таблица 1

Выбросы CO<sub>2</sub> из топливных энергоустановок

Группа	Топливо	Выбросы*, Мт CO <sub>2</sub> /год	
		300 МВт	600 МВт
А	Природный газ (NGCC)	0.43 ÷ 0.55	0.85 ÷ 1.10
	Уголь (USCCP, SCPC, IGCC)	1.10 ÷ 1.80	2.20 ÷ 3.60
В	Природный газ (Post-NGCC)	0.05 ÷ 0.09	0.09 ÷ 0.18
	Уголь (Post-PC, Pre-IGCC, Оxy-PC)	0.12 ÷ 0.33	0.23 ÷ 0.65
С	Природный газ (Allam, ОИВТ РАН, Oki)	0.03 ÷ 0.04	0.05 ÷ 0.07
	Уголь (Оxy-IGCC, Allam)	0.05 ÷ 0.06	0.09 ÷ 0.11

\*В расчете был принят КИУМ: NGCC — 0.5; USCCP, SCPC — 0.6; IGCC, Оxy-PC, Оxy-IGCC — 0.8; Allam, MATIANT, ИВТАН — 0.9.

ными кривыми хорошо коррелируют фактические и расчетные данные по основным угольным и газовым технологиям [7–17].

Ограничительные кривые для групп В и С получены путем обработки около 60 известных режимов для угольных и газовых энергоустановок с системами Pre-CC, Post-CC, Оxyfuel Combustion (линии 3, 4 на рис. 1), а также новейших угольных и газовых разработок с применением CO<sub>2</sub> и CO<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>O циклов (линии 5, 6). Динамика снижения объемов выбросов в технологиях энергогенерации в разных группах, отслеженная по результатам более 60 режимов, представлена в табл. 1.

Характерной особенностью входящих в эти группы типов объединений на уровне ТЭС и энергосистем является наличие нескольких уровней выходных показателей CO<sub>2</sub> по наиболее чувствительным для технологий CCUS параметрам — давлению *P* и чистоте *R* подлежащего удалению CO<sub>2</sub>. Ранжирование выходных параметров CO<sub>2</sub> по уровням давления и

Таблица 2

Уровни генерации CO<sub>2</sub> топливными энергоустановками

Уровень	<i>P</i> , МПа	<i>R</i> , %	
		улавливание	выбросы
1	<0.5	—	100
2	0.5 ÷ 3	15 ÷ 90	75 ÷ 10
3	>3	90 ÷ 99.9	10 ÷ 0.1

Таблица 3

Показатели по уровням генерации CO<sub>2</sub> в группах энергоустановок

Группа технологий	<i>P</i>	<i>R</i>
А	<i>P</i> <sub>1</sub>	<i>R</i> <sub>1</sub>
В	<i>P</i> <sub>2</sub>	<i>R</i> <sub>2</sub>
С	<i>P</i> <sub>3</sub>	<i>R</i> <sub>3</sub>

чистоты, являющееся продолжением и развитием подхода [18], приведено в табл. 2.

Первый уровень является наиболее приемлемым для работы энергоустановки. Третий уровень — наиболее проблемный, поддержание которого вызывает большие вопросы.

Показатели по уровням генерации CO<sub>2</sub> в выделенных группах приведены в табл. 3.

Энергоустановки группы А и их объединения, имеющие параметры CO<sub>2</sub> первого уровня (низкое давление *P*<sub>1</sub>, низкая чистота *R*<sub>1</sub>), ориентированы исторически на стихийную аккумуляцию в природных экосистемах (рис. 2).

Для угольных энергоустановок мощностью 600 МВт с КПД нетто 38 ÷ 47 % уровень эмиссии 2.2 ÷ 3.6 Мт CO<sub>2</sub>/год. Для газовых энергоустановок мощностью 600 МВт с КПД нетто 48 ÷ 62 % уровень эмиссии 0.8 ÷ 1.1 Мт CO<sub>2</sub>/год. Для наиболее распространенных угольных энергоблоков SCPC и Sub-SCPS с *N*<sub>нетто</sub> ≈ 300 МВт валовые выбросы CO<sub>2</sub> составляют от 1.1 до 1.8 Мт CO<sub>2</sub>/год. Для NGCC аналогичной мощности — 0.4 ÷ 0.5 Мт CO<sub>2</sub>/год. Эмиссия группы энер-



Рис. 2. Механизмы и способы захоронения и утилизации техногенного  $\text{CO}_2$  (составлен на основании [19])

гоблоков одного энергопредприятия (ТЭС) возрастает до уровня  $1 \div 20$  Мт  $\text{CO}_2$ /год, эмиссия региональной энергосистемы  $>50$  Мт  $\text{CO}_2$ /год.

При сохранении стихийных механизмов улавливания и аккумуляции  $\text{CO}_2$  угольные энергоустановки типа А по скорректированному сценарию NZE подлежат закрытию к 2040 г. [2]. Дальнейшая их эксплуатация возможна при появлении потребителя  $\text{CO}_2$ , рабочие параметры которого соответствуют параметрам  $\text{CO}_2$ , покидающего энергоустановку в составе продуктов сгорания. Поиск нового типа потребителей техногенного углерода с низкими требованиями к подготовке  $\text{CO}_2$  выявил ряд технологий, применяющих в качестве сырья широко распространенную минеральную базу и техногенные отходы, а также растительную биомассу, доказавших возможность частичного снижения выбросов  $\text{CO}_2$ .

Группы В и С — среднее и высокое давление и чистота ( $P_2/P_3$ ,  $R_2/R_3$ )  $\text{CO}_2$  на выходе из энергоустановки. Долгое время для низкопотенциальных потоков  $\text{CO}_2$  из группы А не находилось способов промышленной утилизации  $\text{CO}_2$  соответствующих рабочих параметров, а в экспертном сообществе преобладала концепция организации короткого жизненного

цикла LCA техногенного углерода путем захоронения углекислого газа в геологические формации  $\text{CO}_2$ -CGS, потенциал поглощения которых на 1–2 порядка превосходит возможные объемы технологической утилизации [20]. Депонирование в них требует высокого давления ( $20 \div 50$  МПа), значительной чистоты и благоприятных реологических свойств закачиваемого флюида, а также подбора вмещающих пород, обеспечивающих долгосрочную экологическую безопасность [21].

Для соблюдения этих условий со стороны производителя  $\text{CO}_2$  было разработано три типа систем улавливания группы В (Post-CC, Pre-CC, Oxyfuel Combustion), где углекислый газ подвергается очистке и высокой компрессии перед подачей в транспортную магистраль к месту захоронения. В такой компоновке энергоустановки группы В были доведены до уровня пилотных образцов и демонстрационных объектов [22] и внесены в перечень ВАТ [5]. В России определенный опыт по Post-CC накоплен в ВТИ [23].

Генерация  $\text{CO}_2$  в топливосжигающих установках группы В возрастает по отношению к группе А пропорционально затратам энергии на улавливание  $\text{CO}_2$  и подготовку к

транспортировке/передаче потребителю. Расчетный КПД нетто угольных энергоустановок с системами CCS из перечня ВАР оказывается на неприемлемо низком уровне ( $34.5 \div 40$  %) [7]. КПД нетто угольных энергоустановок снижается на  $7 \div 9$  %, КПД газовых энергоустановок — на  $4 \div 5$  %. В результате угольная IGCC Pre-CC эмитирует  $\text{CO}_2$  практически на уровне перспективных NGCC без CCS. Однако за счет улавливания уровень эмиссии  $\text{CO}_2$  из энергоустановки снижается на  $82 \div 89$  % (до  $0.05 \div 0.65$  Мт  $\text{CO}_2$ /год).

Более эффективной оказывается работа новейших разработок из группы С, имеющих близкие выходные параметры  $\text{CO}_2$  (типа Allam, MATIANT, ОИВТ РАН и др.). Расчетный электрический КПД нетто установки Allam на газе — 59.0 %, на угле —  $43.3 \div 51.0$  % [13, 14], MATIANT на газе — 44.2 % [15], ОИВТ РАН на сжиженном природном газе — 39.6 % [17]. Улавливание  $\text{CO}_2$  достигает  $97 \div 99$  % [13]. Угольная установка Allam мощностью 300 МВт по эмиссии  $\text{CO}_2$  (0.1 Мт  $\text{CO}_2$ /год) мало отличается от газовой установки Allam той же мощности (0.05 Мт  $\text{CO}_2$ /год) при разнице в КПД нетто 15 %. Однако заметно снизить специфические затраты на компримирование  $\text{CO}_2$  или на подготовку чистого окислителя ( $\text{O}_2$ ) в новых технологиях Oxyfuel не удается.

Поиск экономически приемлемых решений для энергоустановок типа В и С ведется в направлении отказа от принципа геологического захоронения (CGS) в пользу принципа геологической утилизации (CGU), считающегося стратегическим вариантом общего подхода CCU [24]. Другим направлением является производство минеральных удобрений и ряда химикатов, требующих рабочих параметров высокого уровня [25]. Однако сохранение высоких требований к геологической и химической утилизации  $\text{CO}_2$  по параметрам  $P$  и  $R$  заметно снижает экономическую привлекательность проектов групп В и С [26].

Повышение привлекательности проектов группы В и отчасти группы С возможно за счет снижения давления  $\text{CO}_2$  при передаче потребителю. Отказ от компрессора s- $\text{CO}_2$  обеспечивает повышение КПД нетто на  $3 \div 7$  % и снижение генерации  $\text{CO}_2$  на  $3 \div 5$  % [10]. В качестве потенциальных потребителей  $\text{CO}_2$  параметров  $p_1$  и  $R_3$  могут стать, например, производства топлив (метан, метанол) и некоторых химикатов [25].

### 3. ПОТЕНЦИАЛ ПРОМЫШЛЕННЫХ СПОСОБОВ УТИЛИЗАЦИИ ТЕХНОГЕННОГО $\text{CO}_2$

Проводимые последние десятилетия работы подготовили ряд вошедших в перечень IEA [20] промышленных технологий активного улавливания и утилизации  $\text{CO}_2$  с технической готовностью к коммерциализации входящих в них процессов в пределах  $10 \div 15$  лет, тестируемых разными источниками по шести основным показателям потребляемого  $\text{CO}_2$ : объемам потребления  $G$ , рабочему давлению  $P$ , чистоте  $R$ , уровню технологической зрелости  $T$ , рыночной привлекательности  $M$ , коэффициенту преобразования  $K_{\text{CO}_2}$ , что позволяет провести оценки возможного смягчения проблемы углеродного следа от деятельности энергетических установок. Для этого в зависимости от величины каждый показатель предложено [27] ранжировать по трем уровням, определяющим экономическую привлекательность технологии (табл. 4). Уровни по давлению  $P$  и чистоте  $R$  коррелируют с показателями из табл. 2.

Первый уровень — наиболее успешный. Он может быть реализован при оптимальном сочетании контрольных показателей:

$$P, R, T — \min; G, M, K_{\text{CO}_2} — \max. \quad (1)$$

Третий уровень — наименее привлекательный. Ему отвечает наименее приемлемое сочетание контрольных параметров:

$$P, R, T — \max; G, M, K_{\text{CO}_2} — \min. \quad (2)$$

В табл. 5 приведены результаты ранжирования основных индивидуальных процессов утилизации  $\text{CO}_2$ , отобранных IEA для применения. Количественные значения показателей, необходимые для ранжирования, заимствованы из специальных исследований, опубликованных в последние годы [25, 28–31]. Минимальные объемы потребления  $\text{CO}_2$  соответствуют сценарию развития освоенных технологий Reference technology scenario (RTS), максимальные — оптимистическому сценарию с привлечением новых технологий. Последовательность размещения технологий в табл. 5 соответствует нарастанию прогнозируемых объемов потребления. В зависимости от потребности в целевом продукте и от удельного потребления  $\text{CO}_2$  на его производство ( $K_{\text{CO}_2} = 0.173 \div 2.75$  т  $\text{CO}_2$ /т продукта) потенциал потребления варьирует от 0.4 Мт  $\text{CO}_2$ /год (уровень  $G_3$ ) до  $3 \div 4$  Гт  $\text{CO}_2$ /год (уровень  $G_1$ ).

Таблица 4

## Контрольные показатели технологических процессов CCU

Уровень	$G$ , Мт $\text{CO}_2$ /год	$P$ , МПа	$R$ , %	$T$ , лет	$M$ , тыс.\$/т продукта	$K_{\text{CO}_2}$ , кг $\text{CO}_2$ /кг продукта
1	>50	<0.5	<15	<3 ÷ 5	>2	>1.3
2	5 ÷ 50	0.5 ÷ 3	15 ÷ 90	5 ÷ 10	1 ÷ 2	0.5 ÷ 1.3
3	0.4 ÷ 5	>3	90 ÷ 99.9	>10 ÷ 15	<1	<0.5

Таблица 5

Ранжирование основных процессов утилизации  $\text{CO}_2$ 

№ п/п	Направление	$G$			$P$			$R$			$T$			$M$			$K$		
1	Поликарбонаты			3		2				3	1			1					3
2	Муравьиная кислота	1	2	3		2				3		2				3		2	
3	Карбаматы			3		2				3			3						3
4	Диметилкарбонат			3			3			3	1				2			1	
5	Акрилаты			3	1	2	3			3			3	1	2				2
6	Полиуретан			3	1					3	1			1	2				3
7	Уксусная кислота		2				3			3			3			3		2	
8	Газирование воды		2		1					3	1					3			3
9	Промышленный газ		2				3			3	1			1	2				2
10	Диметилвый эфир		2				3			3		2				3	1		
11	Формальдегид		2			2	3			3			3			3	1		
12	EOR/EGR	1	2				3			3	1					3			3
13	Водоросли	1			1			1					2		1			1	
14	Неорганические карбонаты	1			1	2	3	1	2	3		2				3	1		
15	Метанол	1			1					3	1					3	1		
16	Мочевина	1					3			3	1					3		2	
17	Этанол	1					3			3		2				3	1		
18	Метан	1			1	2	3			3	1					3	1		

Ключевое место потенциала потребления  $\text{CO}_2$  при построении таблицы обусловлено определяющим влиянием его на выбор принципа интеграции с энергоустановкой, а также на отсеивание маломасштабных производств, не оказывающих заметного влияния на формирование углеродного следа в энергетической отрасли.

Технологии первого уровня по параметру  $G$ , обладающие наибольшим объемом потребления, позволяют улавливать  $\text{CO}_2$  в масштабах энергосистемы, что создает предпосылки для создания в высокоразвитом промышленном

регионе крупнотоннажного унифицированного производства продукции с высокой добавленной стоимостью.

В перечень технологий первого, наиболее перспективного уровня по  $G$  вошло пять направлений крупнотоннажных производств с различной степенью приближения к оптимуму (1):

- геологическая утилизация  $\text{CO}_2$  (EOR/EGR);
- химическая утилизация (минеральные удобрения);

- синтетические топлива;
- минерализация и карбонизация;
- биофиксация.

Наиболее общими характеристиками производств группы  $G_1$  являются возможность быстрого внедрения ( $T_1$ ) и высокий коэффициент улавливания ( $K_1$ ) при низкой рыночной привлекательности ( $M_3$ ). При этом первые три направления нуждаются в высоком уровне рабочих параметров ( $P_3, R_3$ ) и только новые технологии минерализации ( $T_2$ ) и биофиксации ( $M_1$ ) поддерживают оптимальные рабочие параметры ( $P_1, R_1$ ).

Суммарный потенциал потребления  $CO_2$  в первой группе  $G_1$  составляет  $3.5 \div 5.8$  Гт/год, что соответствует электрической мощности угольных энергоустановок  $580 \div 1\,570$  ГВт.

Технологии третьего уровня по параметру  $G$  обладают объемом потребления, сопоставимым с производительностью  $CO_2$  одного энергоблока. Как самостоятельные потребители  $CO_2$  они не рассматриваются и могут быть использованы в конкретной ситуации совместно с технологиями более высокого уровня  $G_1$  и  $G_2$ .

За минимальный (критический) показатель  $G^* \approx 0.4$  Мт  $CO_2$ /год принята величина, связанная с нижним уровнем генерации  $CO_2$  из табл. 2. При ранжировании утилизационных производств в других отраслях количественный показатель  $G^*$  может колебаться от 1 до 10 Мт  $CO_2$ /год [20, 28].

В группе среднетоннажного производства ( $G_2$ ) возможная утилизации составляет  $77.2 \div 113.8$  Мт  $CO_2$ /год, в группе малотоннажного производства ( $G_3$ ) —  $13.2 \div 312.3$  Мт  $CO_2$ /год. Распределение по сочетанию технологической готовности и экономической привлекательности в группах  $G_1$ – $G_3$  весьма разнообразное (рис. 3). Полным набором оптимальных показателей не обладает ни одна технология.

Рабочее давление процессов переработки и депонирования  $CO_2$  изменяется в широком диапазоне  $0.05 \div 50$  МПа, заметно превосходящем уровень давления  $CO_2$  на выходе из традиционных и вновь разрабатываемых энергоустановок (рис. 4). Для снижения затрат энергии на работу бустерного компрессора  $CO_2$  рабочее давление в утилизационной установке должно быть максимально приближено к давлению  $CO_2$  на выходе из энергоустановки. В связи с этим про-

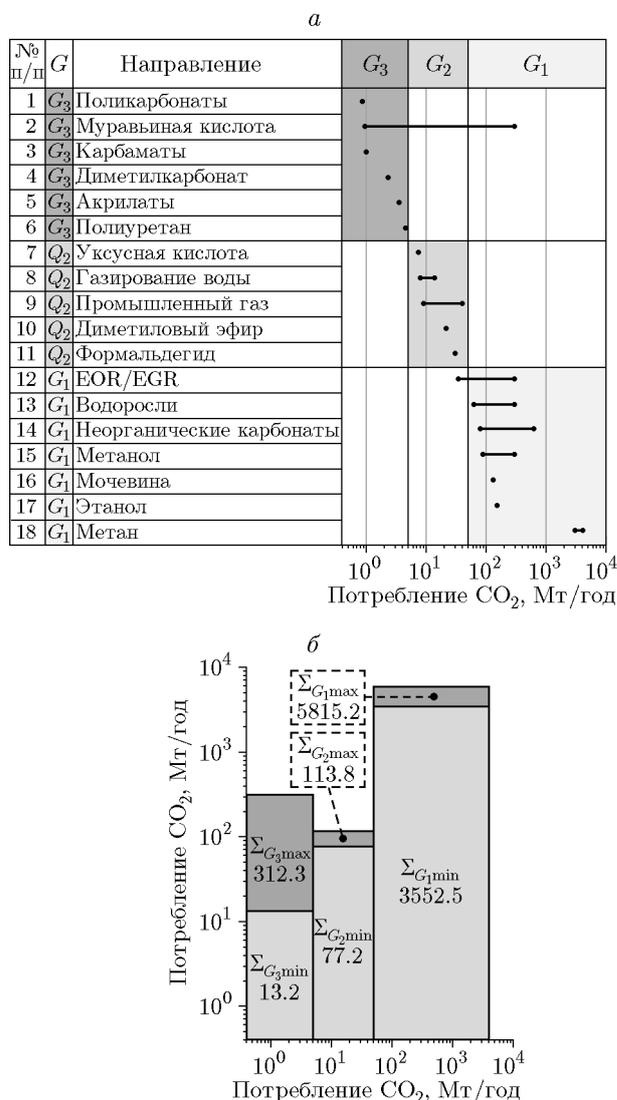


Рис. 3. Ранжирование утилизационных технологий по потенциалу объемов потребления  $CO_2$ :

*а* — в индивидуальных производствах, *б* — по уровню потребления

цессы утилизации  $CO_2$  поделены на группы, близкие к определенному ранее давлению в узловых точках выпуска  $CO_2$  из энергоустановок.

От требований к чистоте зависит выбор технологии выделения  $CO_2$  из рабочего тела энергоустановки, ее ресурсоемкость, энергоемкость и экологические показатели в целом. Концентрация подлежащего утилизации  $CO_2$  в зависимости от технологии варьирует от 0.03 % (атмосферный воздух) до 99.9 % [25]. Чистота сырья  $CO_2$  для утилизационных производств укладывается в этот диапазон, кото-

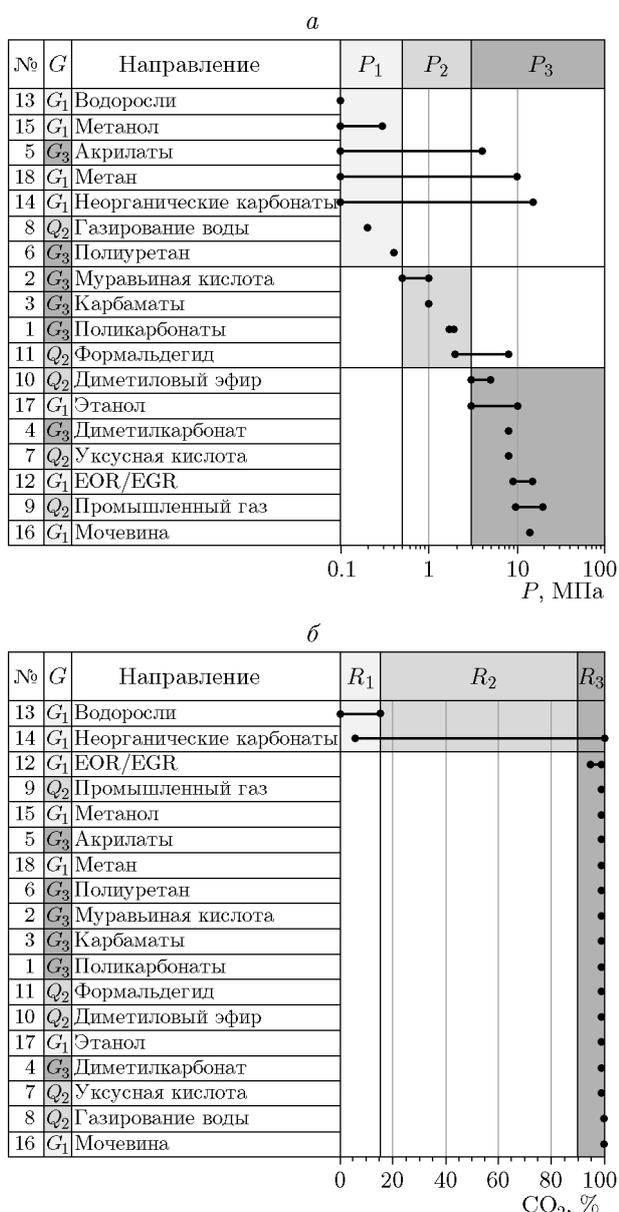


Рис. 4. Ранжирование утилизационных технологий по рабочему давлению (*a*) и чистоте (*b*)  $\text{CO}_2$

рый, как и ранее, можно поделить на группы  $R_1$ ,  $R_2$ ,  $R_3$  (рис. 4, *b*). Распределение производств по требуемой чистоте  $\text{CO}_2$  наиболее неравномерное.

Большинство технологий требует предельно высокой чистоты сырья ( $R_3$ ), содержание примесей в котором не должно превышать нескольких процентов. Столь жесткие ограничения связаны как с требованиями технологии утилизации, так и с требованиями по безопасной работе транспортных магистралей

[26]. Высокие требования по чистоте накладывают серьезные ограничения на применение простых методов выделения  $\text{CO}_2$ . Для этих производств приходится рассматривать сложные многоступенчатые схемы разделения [32].

Другой путь — разработка крупномасштабных процессов группы  $R_1$ , которые могли бы достаточно эффективно протекать при взаимодействии с выхлопными газами газотурбинных установок (ГТУ), работающих на различных топливах (природный или доменный газы, угольные синтез-газы), или с дымовыми газами за паровым угольным котлом энергоустановок группы А.

Большие перспективы для прямой утилизации  $\text{CO}_2$  из энергоустановок группы А без дополнительного кондиционирования открывают новые промышленные технологии минерализации и биофиксации, удаленные от коммерческого применения на срок от 3 ÷ 5 до 10 ÷ 15 лет. Вновь разрабатываемые подходы по минерализации  $\text{CO}_2$  основаны на химическом поглощении  $\text{CO}_2$  природными минералами и искусственными материалами основного химического состава с получением термодинамически устойчивых твердофазных соединений с неограниченным сроком жизни, пользующихся спросом в разных отраслях строительной индустрии и химической промышленности. Процесс протекает подобно естественному выветриванию горных пород и шламоохранилищ, но с существенно более высокой скоростью [21], обеспечиваемой высокой дисперсностью применяемого сырья, интенсивными гидродинамическими режимами внутрореакторной обработки и поддержанием оптимальных термодинамических параметров  $P$  и  $T$ .

Применение природных щелочных минералов ex-situ в реакторах ускоренной минерализации  $\text{CO}_2$  вблизи источников  $\text{CO}_2$  позволяет исключить затраты на кондиционирование  $\text{CO}_2$ , обеспечить малозатратную передачу  $\text{CO}_2$  потребителю, проводить в ряде случаев поглощение  $\text{CO}_2$  непосредственно из дымовых газов энергоустановок [33], но требует разработки месторождений применяемого минерального сырья, его подготовки и (иногда дальнейшей) перевозки к источнику  $\text{CO}_2$ , а также — высоких, как правило, термодинамических параметров ( $P$ ,  $T$ ) реакторной обработки [34].

Процесс минерализации  $\text{CO}_2$  местными искусственными материалами, прошедшими предварительную огневую подготовку в ис-

ходных производствах и представляющими, как правило, отходы этих производств (золашлаковые отходы в энергетике, металлургии, жилищно-коммунальном хозяйстве, материалы стройиндустрии, продукты реновации зданий и сооружений) [21], протекает более динамично и предъявляет к параметрам ведения процесса (давление, температура, концентрация  $\text{CO}_2$ ) менее жесткие требования [25]. В ряде случаев процесс извлечения  $\text{CO}_2$  из дымовых газов может совмещаться с процессом его минерализации и протекать при давлении и температуре окружающей среды [35].

Использование местных искусственных материалов в реакторах ускоренной минерализации  $\text{CO}_2$  позволяет органично сочетать решение глобальных проблем, связанных со снижением углеродного следа в теплоэлектрогенерации, и региональных проблем утилизации, дезактивации и рационального использования продуктов деятельности промышленных предприятий и жилищно-коммунального хозяйства мегаполиса с развитой системой сбора и огневой утилизацией твердых коммунальных отходов (ТКО). ТКО по классификации ИЕА относятся к возобновляемым местным топливным ресурсам, а огневой метод их утилизации признан наиболее рациональным [36]. В ряде случаев технологии минерализации и карбонизации доведены до стадии пилотных и демонстрационных проектов [37]. В России огневой метод поддерживается структурами РАН и продвигается научно-производственными объединениями [38, 39].

Общий теоретический потенциал потребления  $\text{CO}_2$  щелочными материалами (промышленными отходами) оценивают от 80 Мт  $\text{CO}_2$ /год [28] до 200 ÷ 300 Мт  $\text{CO}_2$ /год [40] с тенденцией к увеличению до 630 Мт  $\text{CO}_2$ /год [31]. Для РФ этот потенциал может составлять порядка 1.5 ÷ 4 % от общемирового, что приближается к выбросам  $\text{CO}_2$  теплоэлектрогенерации в России [18].

Основным недостатком технологий ex-situ минерализации  $\text{CO}_2$  щелочными материалами является низкий коэффициент улавливания  $\eta_{\text{CO}_2} < 1$  в процессе конверсии, что не позволяет рассматривать реакторные технологии в качестве финального способа достижения углеродной нейтральности. По данным [35] коэффициент улавливания в реакторных технологиях может быть оценен в пределах 0.1 ÷ 0.3.

Суть биологической конверсии заключается

ся в выращивании живых организмов, потребляющих  $\text{CO}_2$ . Наибольший потенциал для этой цели имеют водные («мокрые») технологии выращивания биомассы (водорослей), обладающей высокой скоростью поглощения  $\text{CO}_2$  в процессе роста [29]. Для средней полосы континентальной части Евразии с учетом устанавливающейся здесь положительной температурной аномалии и роста вегетативного периода более подходящими могут быть сухие безреакторные технологии выращивания биомассы с повышенной (относительно традиционной) поглощающей способностью. С учетом российских реалий по освоенности территорий применение сухих безреакторных биотехнологий позволяет рассматривать их в качестве финальных. Отработка таких технологий на карбоновых фермах и полигонах начата в ряде регионов, в том числе в Свердловской области [41]. Согласно Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации ожидается, что эти действия, наряду с мораторием на вырубку лесов, должны внести значительный вклад в обеспечение углеродной нейтральности РФ к 2060 г. Однако время жизни продуктов биофиксации и их производных (например, биотоплива) весьма ограничено, а сухая биофиксация неравномерна по временам года и несет существенные риски катастрофических выбросов  $\text{CO}_2$  в результате стихийных пожаров. Поэтому с позиций LCA (Life cycle assessment — оценка жизненного цикла) методы биофиксации стратегически могут проигрывать методам минерализации.

#### 4. ЭНЕРГОПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ КОМПЛЕКСЫ И ТЕРРИТОРИАЛЬНЫЕ СИМБИОЗЫ СО СНИЖЕННЫМ УГЛЕРОДНЫМ СЛЕДОМ

Распределение технологий потребления  $\text{CO}_2$  по энергетическим группам в соответствии с уровнями давления и чистоты требуемого сырья позволяет объединить энергетические и утилизационные производства в комплексы и симбиозы со сниженным углеродным следом, рассмотрение которых актуально для климатической повестки России и бенефициарами которых являются энергетика и промышленность (рис. 5).

По модели развития, продвигаемой в интересах крупной промышленности (нефтегазового комплекса и химических производств), характеризующейся высокими требованиями к чи-

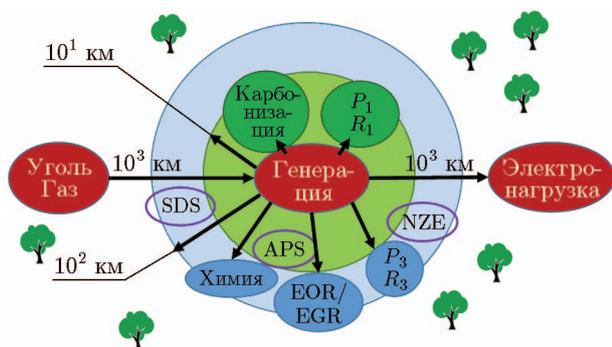


Рис. 5. Энергопроизводственные комплексы и территориальные симбиозы

стоте  $\text{CO}_2$  ( $R_3$ ), в качестве источника  $\text{CO}_2$  на ближайшую перспективу остаются традиционные энергоустановки группы А с улавливанием Post-CC из перечня ВАТ. В более отдаленной перспективе следует ориентироваться на новые модификации технологий Охуfuel с циклами  $\text{CO}_2\text{—H}_2\text{O}$  или  $s\text{-CO}_2$  из группы С энергоустановок. Создание первых промышленно-ориентированных симбиозов этого типа будет происходить на основе технологий EOR/EGR для нефтегазового комплекса [42]. В дальнейшем по мере роста технологической готовности в группу геологической утилизации смогут подключаться иные технологии, направленные на извлечение метана из угольных пластов ( $\text{CO}_2\text{-ECBM}$ ), сланцевого газа ( $\text{CO}_2\text{-ESGR}$ ), геотермальной энергии ( $\text{CO}_2\text{-EGS}$ ), подземных вод ( $\text{CO}_2\text{-EWR}$ ) и др., а также выщелачивания урана in-situ ( $\text{CO}_2\text{-IUL}$ ) [24]. Из химических производств могут появиться производства минеральных удобрений и топливной группы (метанол, метан, диметилэфир). В России технологии утилизации  $\text{CO}_2$  в химических синтезах рассматриваются структурами РАН [43]. Сдерживающими факторами в развитии промышленно-ориентированных симбиозов являются:

- в группе геологической утилизации — высокие и дорогостоящие требования к закачиваемому флюиду, неопределенность жизненного цикла и непросчитанность экономических рисков;
- в группе химической утилизации — ограниченная степень (коэффициент) улавливания  $\eta_{\text{CO}_2}$  в процессе конверсии, перекаладывание проблемы углеродного следа с энергетической отрасли на вновь создаваемый продукт, выступающий в роли вре-

менного хранителя/аккумулятора углерода исходного топлива.

Общий потенциал поглощения в группе геологической утилизации составляет  $34 \div 300$  Мт  $\text{CO}_2/\text{год}$ , в группе химической утилизации  $3.4 \div 5.0$  Гт  $\text{CO}_2/\text{год}$ . Суммарная мощность безуглеродной электрогенерации оценивается в  $580 \div 1400$  ГВт. Ожидаемая мощность фактической электрогенерации, учитывающая коэффициент использования/улавливания  $\text{CO}_2$  в химических производствах составит  $1890 \div 4500$  ГВт.

По второй, вновь создаваемой модели развития, продвигаемой в интересах высокоурбанизированных промышленно развитых агломераций и характеризуемой низкими требованиями к чистоте и давлению  $\text{CO}_2$  ( $P_1, R_1$ ), комплекс охватывает наиболее массовую группу А классических энергоустановок (пылеугольные энергоблоки ТЭС и NGCC) и новых разработок (IGCC без системы CCS с Airfuel ГТУ традиционных параметров), объединяемых с производственным потребителем  $\text{CO}_2$  с выпуском полипродукции [18, 27, 44–47].

Общий потенциал поглощений в группе производств ( $P_1, R_1$ ) составляет  $G^* = 144 \div 930$  Мт  $\text{CO}_2/\text{год}$ . Соответствующая этому поглощению суммарная электрическая мощность  $N^*$  чистой безуглеродной генерации в процессах минерализации и биоутилизации оценивается в  $24 \div 250$  ГВт. С поправкой на коэффициент улавливания  $\eta_{\text{CO}_2}$  в процессе конверсии установленная мощность будеткратно выше, а объем  $\text{CO}_2$  в газах, покидающих узел минерализации, как и в прочих реакторных технологиях, будет значительным:

$$G_A \approx G^*/\eta_{\text{CO}_2} \approx G^*/0.3; \quad N_A \approx N^*/0.3.$$

Учет своеобразия социально-экономического развития старопромышленных территорий Среднего и Южного Урала, заключающегося в наличии как высокоурбанизированных промышленно развитых агломераций с высоким уровнем генерации энергии, техногенного углерода, промышленных отходов — химических поглотителей  $\text{CO}_2$ , так и значительных территорий с растительным покровом, позволяет реализовать двухступенчатую схему утилизации  $\text{CO}_2$ , где вначале осуществляются реакторные процессы частичного улавливания  $\text{CO}_2$  с получением продукта с прибавочной стоимостью, после чего  $\text{CO}_2$  поступает на био-

утилизацию. Такой подход позволяет реализовать малоотходные технологии, предложенные в Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г., в качестве основного инструмента снижения выбросов парниковых газов и перейти в дальнейшем к экономике замкнутого цикла.

В УрФУ в рамках Уральского межрегионального научно-образовательного центра (УМНОЦ) проводятся исследования новых методов утилизации антропогенного  $\text{CO}_2$  для промышленно развитого региона. В основу положено сочетание методов улавливания  $\text{CO}_2$  из дымовых газов энергоустановками группы А в реакторах минерализации промышленными отходами (металлургические, энергетические и коммунальные золошлаки и строительные отходы, производственные жидкие стоки) и полевых сухих безреакторных методов биоутилизации.

### ВЫВОДЫ

1. Напряженная климатическая повестка, принятая Россией осенью 2021 г., настоятельно требует разработки активных широкомасштабных мер по снижению выбросов техногенного  $\text{CO}_2$  в энергетической отрасли. При этом справедливо и своевременно акцент ставится (1) на необходимость сохранения традиционной топливной энергогенерации как гаранта жизнеобеспечения социума в условиях резко усиливающейся климатической нестабильности и (2) на целесообразность радикального увеличения поглощающей способности углекислого газа растительными покровами.

2. Для решения задач снижения углеродного следа целесообразно формировать территориальные комплексы, объединяющие энергетические предприятия, являющиеся источниками генерации  $\text{CO}_2$ , и производственные предприятия, в технологическом цикле которых возможна утилизация  $\text{CO}_2$  соответствующих параметров.

3. Наиболее перспективными способами утилизации  $\text{CO}_2$ , генерируемого энергоблоками ТЭС на органическом топливе, для российского промышленно-энергетического комплекса являются: модель технологии геологической утилизации (ЕОР/ЕGR), в меньшей степени — технологии химической утилизации, требующие оснащения энергоустановок системами улавливания, концентрации и компрессии

$\text{CO}_2$ , а также модель технологии декарбонизации некондиционируемых дымовых газов ТЭС промышленными отходами с получением продукта с прибавочной стоимостью.

Сочетание методов реакторной минерализации  $\text{CO}_2$  и сухой безреакторной биоутилизации положено в основу новых методов утилизации техногенного  $\text{CO}_2$ , предлагаемых для промышленно развитого региона.

### ЛИТЕРАТУРА

1. **Сообщение** РКИК ООН 25 рам. Конв. — <https://www.un.org/en/climatechange/cop26>.
2. **IEA** 2021. World Energy Outlook, 2021. — <https://www.iea.org/topics/world-energy-outlook>.
3. **Morris J., Kheshgi H., Paltsev S., Herzog H.** Scenarios for the deployment of carbon capture and storage in the power sector in a portfolio of mitigation options // *Climate Change Economics*. — 2021. — V. 12, N 1. — 215001. — DOI: 10.1142/S2010007821500019.
4. **Алексеев С. В., Бородулин В. Ю., Гнатусь Н. А., Низовцев М. И., Смирнова Н. Н.** Проблемы и перспективы развития петротермальной энергетики (обзор) // *Теплофизика и аэромеханика*. — 2016. — Т. 23, № 1. — С. 1–16.
5. **Lecomte T., De la Fuente J. F. F., Neuwahl F., Canova M., Pinasseau A., Jankov I., Brinkmann T., Roudier S., Sancho L. D.** Best available techniques (BAT) reference document for large combustion plants. — Report EUR 28836 EN. — Luxembourg: Publications Office of the EU 986, 2017.
6. **Методические** рекомендации по проведению добровольной инвентаризации объема выбросов парниковых газов в субъектах Российской Федерации. — М., 2015.
7. **Finkenrath M.** Cost and performance of carbon dioxide capture from power generation. — Paris: IEA, 2011.
8. **Pettinau A., Ferrara E., Amorino C.** Techno-economic comparison between different technologies for a CCS power generation plant integrated with a sub-bituminous coal mine in Italy // *Appl. Energy*. — 2012. — V. 99. — P. 32–39. — DOI: 10.1016/j.apenergy.2012.05.008.
9. **Urech J., Tock L., Harkin T., Hoadley A., Maréchal F.** An assessment of different solvent-based capture technologies within an IGCC-CCS power plant // *Energy*. — 2014. — V. 64. — P. 268–276. — DOI: 10.1016/j.energy.2013.10.081.
10. **Giuffrida A., Romano M. C., Lozza G.**  $\text{CO}_2$  capture from air-blown gasification-based combined cycles // *Proc. ASME Turbo Expo 2012: Turbine Technical Conference and Exposition*, Copenhagen, Denmark, June 11–15, 2012. — GT2012-69787. — P. 395–404.

11. **Lozza G. G., Romano M. C., Giuffrida A.** Thermodynamic performance of IGCC with oxy-combustion CO<sub>2</sub> capture // 1st Int. Conf. on Sustainable Fossil Fuels for Future Energy S4FE. — 2009.
12. **Shirai H., Hara S., Koda E., Watanabe H., Yoshiba F., Inumaru J., Nunokawa M., Makino H., Mimaki T., Abe T.** Proposal of a highly efficient system with CO<sub>2</sub> capture and the task on integrated coal gasification combined cycle power generation // CRIEPI Rep. M07003. — 2007. — <https://criepi.denken.or.jp/hokokusho/pb/reportDownload?reportNoUkCode=M07003&tenpuTypeCode=30&seqNo=1&reportId=6824>.
13. **Allam Cycle Zero Emission Coal Power.** — DOE/NETL Rep. 89243319CFE000015 Coal-Based Power Plants of the Future. — 2019. — <https://netl.doe.gov/sites/default/files/2019-10/Direct-fired-Supercritical-Carbon-Dioxide-Power-Plant-System-8-Rivers-Capital.pdf>.
14. **Allam R., Martin S., Forrest B., Fetvedt J., Lu X., Freed D., Brown G. W. Jr., Sasaki T., Itoh M., Manning J.** Demonstration of the Allam Cycle: An update on the development status of a high efficiency supercritical carbon dioxide power process employing full carbon capture // Energy Procedia. — 2017. — V. 114. — P. 5948–5966. — DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.1731.
15. **Mathieu Ph., Nihart R.** Sensitivity analysis of the MATIANT cycle // Energy Convers. Manag. — 1999. — V. 40, N 15-16. — P. 1687–1700. — DOI: 10.1016/S0196-8904(99)00062-X.
16. **Березинец П. А., Гриненко В. М., Долнин И. В., Кондратьев В. Н., Копсов А. Я., Костюк Р. И., Ольховский Г. Г., Петров Ю. В., Радин Ю. А.** Создание и освоение отечественной теплофикационной парогазовой установки // Теплоэнергетика. — 2011. — № 6. — С. 4–11.
17. **Косой А. С., Зейгарник Ю. А., Попель О. С., Синкевич М. В., Филиппов С. П., Штеренберг В. Я.** Концептуальная схема парогазовой установки с полным улавливанием диоксида углерода из продуктов сгорания // Теплоэнергетика. — 2018. — № 9. — С. 23–32.
18. **Ryzhkov A. F., Bogatova T. F., Maslennikov G. E., Osipov P. V., Nizov V. A.** Creation of energy-efficient and environmentally friendly energy sources on fossil fuels to address global climate issues // J. Phys.: Conf. Ser. — 2020. — V. 1677, N 1. — 012115. — DOI: 10.1088/1742-6596/1677/1/012115.
19. **Cuéllar-Franca R. M., Azapagic A.** Carbon capture, storage and utilisation technologies: A critical analysis and comparison of their life cycle environmental impacts // J. CO<sub>2</sub> Utilization. — 2015. — V. 9. — P. 82–102. — DOI: 10.1016/j.jcou.2014.12.001.
20. **IEA** Putting CO<sub>2</sub> to use. — Paris: IEA, 2019.
21. **Sanna A., Uibu M., Caramanna G., Kuusik R., Maroto-Valer M. M.** A review of mineral carbonation technologies to sequester CO<sub>2</sub> // Chem. Soc. Rev. — 2014. — V. 43, N 23. — P. 8049–8080. — DOI: 10.1039/C4CS00035H.
22. **Herzog H.** Lessons Learned from CCS Demonstration and Large Pilot Projects. An MIT Energy Initiative Working Paper. — Cambridge: Massachusetts Inst. of Technol., 2016. — <https://sequestration.mit.edu/bibliography/CCS%20Demos.pdf>.
23. **Рябов Г. А.** Химические циклы сжигания и газификации топлив. Обзор исследований и новых технологических решений // Теплоэнергетика. — 2022. — № 1. — С. 32–50.
24. **Wei N., Li X., Fang Z., Bai B., Li Q., Liu S., Jia Y.** Regional resource distribution of onshore carbon geological utilization in China // J. CO<sub>2</sub> Utilization. — 2015. — V. 11. — P. 20–30. — DOI: 10.1016/j.jcou.2014.12.005.
25. **Ho H.-J., Iizuka A., Shibata E.** Carbon capture and utilization technology without carbon dioxide purification and pressurization: A review on its necessity and available technologies // Ind. Eng. Chem. Res. — 2020. — V. 58, N 21. — P. 8941–8954. — DOI: 10.1021/acs.iecr.9b01213.
26. **Walspurger S., van Dijk H. A. J.** EDGAR CO<sub>2</sub> purity: type and quantities of impurities related to CO<sub>2</sub> point source and capture technology: a literature study. — ECN-E-12-054, 2012.
27. **Ryzhkov A. F., Bogatova T. F., Maslennikov G. E., Osipov P. V.** A new approach to the development of zero-emission power generation system // J. Phys.: Conf. Ser. — 2020. — V. 1675, N 1. — 012121. — DOI: 10.1088/1742-6596/1675/1/012121.
28. **Chauvy R., Meunier N., Thomas D., De Weireld G.** Selecting emerging CO<sub>2</sub> utilization products for short- to mid-term deployment // Appl. Energy. — 2019. — V. 236. — P. 662–680. — DOI: 10.1016/j.apenergy.2018.11.096.
29. **Singh S. P., Singh P.** Effect of CO<sub>2</sub> concentration on algal growth: A review // Renew. Sustain. Energy Rev. — 2014. — V. 38. — P. 172–179. — DOI: 10.1016/j.rser.2014.05.043.
30. **Adu E., Zhang Y., Liu D.** Current situation of carbon dioxide capture, storage, and enhanced oil recovery in the oil and gas industry // Can. J. Chem. Eng. — 2018. — V. 97, N 5. — P. 1048–1076. — DOI: 10.1002/cjce.23393.
31. **Accelerating the uptake of CCS: industrial use of captured carbon dioxide.** — Global CCS Institute, 2011. — <https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/accelerating-the-uptake-of-ccs-industrial-use-of-captured-carbon-dioxide/>.
32. **Gazzani M., Macchi E., Manzolini G.** CO<sub>2</sub> capture in integrated gasification combined cycle

- with SEWGS — Part A: Thermodynamic performances // *Fuel*. — 2013. — V. 105. — P. 206–219. — DOI: 10.1016/j.fuel.2012.07.048.
33. **Wang X., Maroto-Valer M. M.** Dissolution of serpentine using recyclable ammonium salts for CO<sub>2</sub> mineral carbonation // *Fuel*. — 2011. — V. 90, N 3. — P. 1229–1237. — DOI: 10.1016/j.fuel.2010.10.040.
34. **Gerdemann S. J., O'Connor W. K., Dahlin D. C., Penner L. R., Rush H.** Ex situ aqueous mineral carbonation // *Environ. Sci. Technol.* — 2007. — V. 41, N 7. — P. 2587–2593. — DOI: 10.1021/es0619253.
35. **Reddy K. J., John S., Weber H., Argyle M. D., Bhattacharyya P., Taylor D. T., Christensen M., Foulke T., Fahlsing P.** Simultaneous capture and mineralization of coal combustion flue gas carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) // *Energy Procedia*. — 2011. — V. 4. — P. 1574–1583. — DOI: 10.1016/j.egypro.2011.02.027.
36. **Municipal Solid Waste and its Role in Sustainability: IEA Bioenergy, Vienna, Austria, 2003.** — ExCo 2003:02. — [https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2013/10/40\\_IEAPositionPaperMSW.pdf](https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2013/10/40_IEAPositionPaperMSW.pdf).
37. **Hills C. D., Tripathi N., Carey P. J.** Mineralization technology for carbon capture, utilization, and storage // *Front. Energy Res.* — 2020. — DOI: 10.3389/fenrg.2020.00142.
38. **Алексеев С. В.** Преобразование отходов в энергию. 10 прорывных идей в энергетике на следующие 10 лет // Ассоциация по развитию междунар. исследований и проектов в области энергетики «Глобальная энергия», 2020. — С. 53–64. — <https://globalenergyprize.org/ru/wp-content/uploads/2021/05/10-proryvnyh-idej-v-energetike-na-sledujushhie-10-let.pdf>.
39. **Тугов А. Н.** Энергетическая утилизация твердых коммунальных отходов на ТЭС. — М.: ОАО ВТИ, 2017.
40. **Gadikota G., Park A. A.** Accelerated carbonation of Ca- and Mg-bearing minerals and industrial wastes using CO<sub>2</sub> // *Carbon dioxide utilisation: Closing the carbon cycle* / P. Styring, E. A. Quadrelli, K. Armstrong (Eds). — Elsevier, 2015. — P. 115–137. — DOI: 10.1016/B978-0-444-62746-9.00008-6.
41. **Залесов С. В., Фомин В. В., Платонов Е. П., Годовалов Г. А., Башегуров К. А., Сураев П. Н.** Полигон «Урал-карбон» (Северка) // *Леса России и хозяйство в них*. — 2021. — № 3. — С. 4–14. — DOI: 10.51318/FRET.2021.89.34.001.
42. **CREON Energy.** — <https://www.ccus.ru>.
43. **Исмагилов З.** Многогранный уголь // *Вести в электроэнергетике*. — 2021. — № 5 (115). — С. 10–15.
44. **Jana K., Ray A., Majoumerd M. M., Assadi M., De S.** Polygeneration as a future sustainable energy solution — A comprehensive review // *Appl. Energy*. — 2017. — V. 202. — P. 88–111. — DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.05.129.
45. **Рябов Г. А., Фоломеев О. М., Санкин Д. А., Долгушин И. А., Литун Д. С.** Разработки ОАО ВТИ в обоснование использования технологии циркулирующего кипящего слоя для улавливания CO<sub>2</sub> и полигенерирующих систем // *Энергетик*. — 2016. — № 6. — С. 21–23.
46. **Никитин А. Д., Рыжков А. Ф., Масленников Г. Е.** Использование CO<sub>2</sub> из дымовых газов ТЭС при производстве соды как способ решения экологических проблем и сохранения шиханов в республике Башкортостан // *Использование твердых топлив для эффективного и экологически чистого производства электроэнергии и тепла: сб. докл. V Междунар. науч.-техн. конф.* — М.: ОАО «ВТИ», 2020. — С. 114–118.
47. **Рыжков А. Ф., Богатова Т. Ф., Масленников Г. Е., Осипов П. В.** Химический рециклинг золы и промышленных отходов на угольной ТЭС с утилизацией CO<sub>2</sub> // *Химия в интересах устойчивого развития*. — 2020. — Т. 28, № 6. — С. 593–598. — DOI: 10.15372/KhUR2020267.

*Поступила в редакцию 01.02.2022.*

*Принята к публикации 11.03.2022.*