

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-6-562-571>

УДК 621.352

Интеграция высокотемпературного топливного элемента с системой улавливания CO₂ в энергетический цикл тепловой электрической станции

А. А. Филимонова¹⁾, А. А. Чичиров¹⁾, Н. Д. Чичирова¹⁾, Р. Ф. Камалиева¹⁾

¹⁾Казанский государственный энергетический университет (Казань, Российская Федерация)

© Белорусский национальный технический университет, 2022
Belarusian National Technical University, 2022

Реферат. Топливный элемент на расплавленных карбонатах позволяет улавливать, сепарировать и концентрировать углекислый газ во время перехода его через расплав карбонатов от катодной стороны к анодной, одновременно генерируя электричество и теплоту. В статье представлены технология и технологическая схема системы улавливания CO₂ из дымовых газов тепловой электрической станции в высокотемпературном топливном элементе на расплавленных карбонатах с последующей конверсией и утилизацией газообразных горючих продуктов в энергетическом цикле тепловой электрической станции. Топливный элемент работает на природном газе с внутренним риформингом. После топливного элемента выходящий с анода газ направляется в блок конверсии, где в реакции с углеродом при высоких температурах образуются горючие газы, пригодные для повторного сжигания в турбине. Для энергетических установок, системы улавливания и конверсии углекислого газа проводились термодинамические, технико-экономические расчеты. Коэффициент полезного действия высокотемпературного топливного элемента 42 %. В базовом сценарии чистая энергоэффективность станции 61 % при степени улавливания CO₂ 80–85 %. Возврат топливных газов после конверсии CO₂ с учетом их теплотворной способности позволяет дополнительно увеличить электрическую мощность тепловой электрической станции до 20 %. При удельной стоимости топливного элемента 1300 евро/кВт и цене на природный газ 0,04 евро/кВт полная стоимость электроэнергии установки составляет 0,074 евро/кВт. Результаты показывают, что предложенная система привлекательна для производства электроэнергии на природном газе с улавливанием углекислого газа.

Ключевые слова: топливный элемент на расплавленных карбонатах, декарбонизация энергопроизводства, тепловые электрические станции, гибридная энергоустановка

Для цитирования: Интеграция высокотемпературного топливного элемента с системой улавливания CO₂ в энергетический цикл тепловой электрической станции / А. А. Филимонова [и др.] // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2022. Т. 65, № 6. С. 562–571. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-6-562-571>

Адрес для переписки

Филимонова Антонина Андреевна
Казанский государственный
энергетический университет
ул. Красносельская, 51,
420066, г. Казань, Российская Федерация
Тел.: +7 843 519-42-20
aachichirova@mail.ru

Address for correspondence

Filimonova Antonina A.
Kazan State Power
Engineering University
51, Krasnoselskaya str.,
420066, Kazan, Russian Federation
Tel.: +7 843 519-42-20
aachichirova@mail.ru

Integrating a High Temperature Fuel Cell with CO₂ Capture System into Thermal Power Plant Energy Cycle

A. A. Filimonova¹⁾, A. A. Chichirov¹⁾, N. D. Chichirova¹⁾, R. F. Kamaliev¹⁾

¹⁾Kazan State Power Engineering University (Kazan, Russian Federation)

Abstract. The molten carbonate fuel cell allows for capturing, separating and concentrating CO₂ as it passes through the carbonate melt from the cathode side to the anode side, while simultaneously generating electricity and heat. The article presents the technology and flow diagram of a system for capturing CO₂ from flue gases of a thermal power plant in a high-temperature fuel cell on molten carbonates with subsequent conversion and utilization of gaseous combustible products in the energy cycle of a thermal power plant. The fuel cell runs on natural gas with internal reforming. After the fuel cell, the gas leaving the anode is sent to the conversion unit where, in reaction with carbon at high temperatures, combustible gases are formed that are suitable for re-combustion in the turbine. For power plants and a system for capturing and converting carbon dioxide, thermodynamic, technical and economic calculations were carried out. The efficiency of a high-temperature fuel cell is 42 %. In the baseline scenario, the net energy efficiency of the plant is 61 % while a CO₂ capture ration is 80–85 %. The return of fuel gases after the conversion of carbon dioxide, taking into account their calorific value, makes it possible to additionally increase the electric power of the thermal power plant up to 20 %. With a unit cost of a fuel cell of 1300 EUR/kW and a price of natural gas of 0.04 EUR/kW, the total electricity cost of the plant is 0.074 EUR/kW. The results show that the proposed system is attractive for natural gas power generation with CO₂ capture.

Keywords: fuel cell on molten carbonates, decarbonization of energy production, thermal power plants, hybrid power plant

For citation: Filimonova A. A., Chichirov A. A., Chichirova N. D., Kamaliev R. F. (2022) Integrating a High Temperature Fuel Cell with CO₂ Capture System into Thermal Power Plant Energy Cycle. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 65 (6), 562–571. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-6-562-571> (in Russian)

Введение

Улавливание и захоронение углекислого газа – одна из стратегий по сокращению выбросов CO₂ в атмосферу от сжигания ископаемого топлива [1]. Затраты на ее реализацию могут составлять до 35 % от стоимости производства электроэнергии [2]. В этой связи актуальна разработка новых стратегий улавливания CO₂ с последующей утилизацией для снижения экономических затрат и повышения эффективности выработки электроэнергии [3]. Анализ потоков промышленных отходов позволяет определить наиболее значимые для горения компоненты, состав дымовых газов и их влияние на загрязнение окружающей среды [4, 5].

Топливные элементы способны преобразовывать химическую энергию топлива в электричество чистым и высокоэффективным способом. Преимуществами высокотемпературных топливных элементов (твердооксидных и на расплавленных карбонатах с рабочей температурой 650–1000 °С) являются возможность использования недорогих катализаторов и высокий КПД [6]. Кроме того, их можно объединить с энергетическими установками (с паровой, газовой, микротурбиной и др.) для повышения эффективности выработки электроэнергии в системе [7, 8].

Топливный элемент на расплавленных карбонатах (ТЭРК) кроме O_2 требует подачи CO_2 на катод, где CO_2 реагирует с O_2 , формируя CO_3^{2-} . Углекислый газ, подаваемый на катод, может представлять собой рециркулированный анодный выхлоп или дымовой газ электростанций (энергетических установок), содержащий O_2 и CO_2 [9]. При этом электролит топливного элемента играет роль мембраны для разделения CO_2 из дымового газа, следовательно, модули ТЭРК могут применяться в качестве сепараторов-концентраторов (рис. 1).

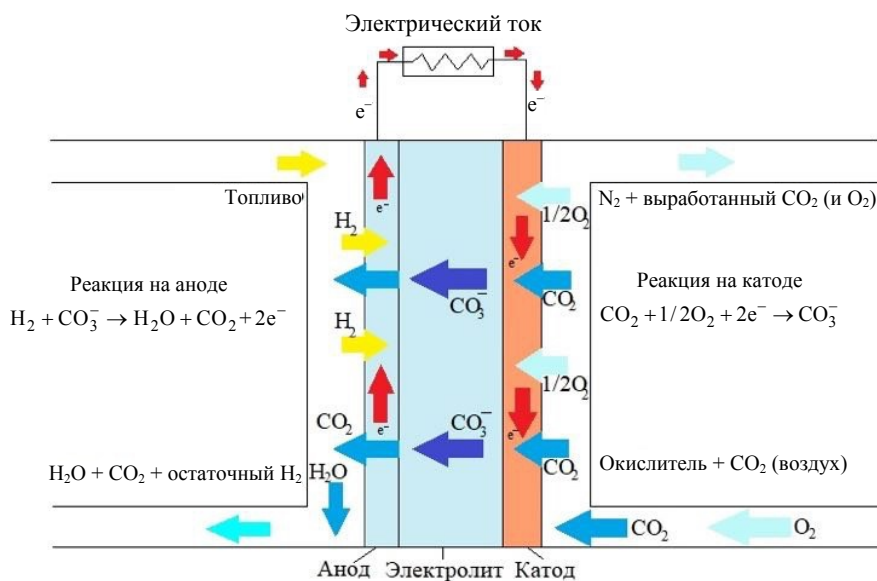


Рис. 1. Принципиальная схема работы топливного элемента на расплавленных карбонатах

Fig. 1. Schematic diagram of a fuel cell on molten carbonates operation

При использовании ТЭРК в качестве сепаратора для улавливания CO_2 в комбинированном цикле энергетической установки, работающей на природном газе, обнаружено, что в зависимости от конфигурации ТЭРК могут улавливать 70–85 % CO_2 с незначительными потерями общей энергоэффективности [10]. Сравнительный анализ технологий улавливания углекислого газа показал более высокую производительность ТЭРК, чем у процессов очистки CO_2 аминами [11]. В [12] продемонстрировано использование ТЭРК для разделения CO_2 из дымовых газов угольной электростанции. Показано, что предлагаемая система обеспечивает улавливание CO_2 на уровне более 90 % с общим увеличением стоимости электроэнергии не более чем на 35 %. В [13] проведено сравнение четырех различных технологий улавливания углекислого газа из дымовых газов электростанций, работающих на природном газе. В результате установлено, что наиболее привлекательной технологией с точки зрения экономии и энергоэффективности является цикл, комбинированный с ТЭРК в качестве сепаратора-концентратора.

Таким образом, ТЭРК могут выступать в качестве эффективной альтернативы сорбентам и аминам в улавливании CO_2 из дымовых газов электро-

станций. Преимущество данной технологии перед химическим связыванием заключается в возможности выделения углекислого газа с анода в чистом виде с последующей утилизацией, например для добычи углеводородов в осложненных условиях вытеснением нефти путем закачки углекислого газа в пласт [14]. Вместе с тем ее недостатками являются значительная стоимость и недолговечность. Высокие температуры, при которых работают указанные топливные элементы, в сочетании с коррозионно-активным углекислотным электролитом ускоряют разрушение и коррозию материалов, сокращая срок их службы.

Основная цель данной работы – предложить технологию улавливания CO₂ из дымовых газов тепловой электрической станции (ТЭС) в высокотемпературном топливном элементе с последующей конверсией и утилизацией газообразных горючих продуктов в энергетическом цикле ТЭС, а также исследовать целесообразность такой системы с точки зрения экономики.

Основная часть

Предлагаемая система состоит из блоков ТЭРК, восстановления диоксида углерода, рецикла восстановленных продуктов в энергетический цикл ТЭС (рис. 2).

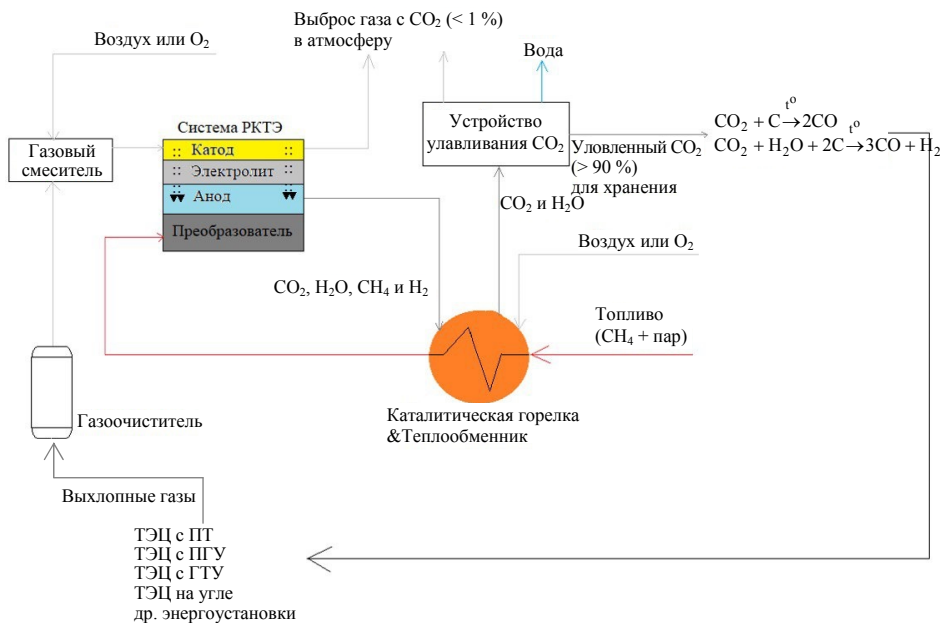


Рис. 2. Система топливного элемента на расплавленных карбонатах с улавливанием CO₂, конверсией и рециклом восстановленного газообразного топлива в энергетический цикл теплоэлектростанции

Fig. 2. The molten carbonate fuel cell system with CO₂ capture, conversion and recycling of recovered gaseous fuel into the thermal power plant power cycle

Для декарбонизации процесса производства электроэнергии разработана технология улавливания углекислого газа из дымовых газов ТЭРК с последующей реакцией восстановления диоксида углерода над раскаленным углем и рециклингом монооксида углерода и водорода в энергетический цикл ТЭС.

Технология предполагает следующие этапы: на катод подается топливный элемент дымовых газов ТЭС с кислородом воздуха, на анод – водородсодержащее топливо (водородсодержащие отходы нефтехимических производств или природного газа). Углекислый газ на катоде соединяется с кислородом, электронами, проходит через мембрану в виде карбоната. Выхлоп с катода содержит оставшиеся дымовые газы и непрореагировавший в топливном элементе CO_2 , их направляют на сброс. Водород на аноде соединяется с карбонатом с образованием электроэнергии, углекислого газа и воды. В стеках ТЭРК электричество и теплота генерируются по мере возникновения электрохимических реакций. Вырабатываемый постоянный ток преобразуется в переменный с помощью DC-AC. Выходящие с анода газы имеют высокую температуру и разделяются на два потока: часть направляется на паровой риформинг метана, а часть используется для нагрева угля. Выходящие с анода углекислый газ и пары воды пропускают через раскаленный уголь при температуре 650–700 °С с образованием монооксида углерода и водорода. Полученные горючие газы направляют в качестве топлива для паровой или газовой турбины ТЭС.

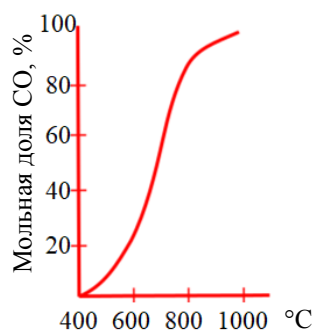


Рис. 3. Температурная зависимость содержания оксида углерода (II) в реакционной смеси

Fig. 3. Temperature dependence of the carbon monoxide content in the reaction mixture

мая: $\text{CO}_2 + \text{C} \leftrightarrow 2\text{CO}$. Влияние температуры на состояние равновесия реакции приведено на графике (рис. 3).

При температуре ниже 400 °С равновесие практически полностью смещено влево, а при температуре выше 1000 °С – вправо (в сторону образования CO). В случае присутствия паров воды кроме оксида углерода (II) в реакционной смеси будет образовываться водород. После конверсии топ-

Система конверсии CO_2 . С анода ТЭРК выходит концентрированный углекислый газ. Если обеспечена полная конверсия топлива, выходной поток газа состоит только из CO_2 и H_2O . После конденсации воды получается практически чистый углекислый газ. Непрогоревшие топливные газы попадают в форсажную камеру и сгорают с остаточным кислородом, выходящим из катода. Суммарный поток углекислого газа (с парами воды и без них в зависимости от условий) направляется в блок конверсии, где происходит реакция восстановления над раскаленным углем при температуре 600–800 °С. Реакция восстановления диоксида углерода обратимая:

ливную смесь направляют повторно в камеру сгорания паровой (газовой) турбины ТЭС.

Для энергетических установок (табл. 1), системы улавливания и конверсии углекислого газа проводились термодинамические, технико-экономические расчеты.

Таблица 1

Параметры и характеристики энергетических установок, использованные в расчетах
Parameters and characteristics of power plants used in the calculation

Энергетическая установка	Характеристика	Значение
Топливный элемент	Мощность, МВт	60
	Производительность, кВт·ч/кг	5,5
	Рабочая температура, °С	650
	Коэффициент использования топлива	0,75
	Расход топлива, м ³ /ч	14000
Паровая турбина	Мощность, МВт	40
	Скорость подачи природного газа на ТЭС, м ³ /ч	14000
	Механический и электрический КПД, %	98
	Низшая теплотворная способность природного газа, кВт·ч/кг	13,2

Напряжение ячейки ТЭРК $V_{\text{ТЭРК}}$, В:

$$V_{\text{ТЭРК}} = E - j(\eta_{\text{ан}} + \eta_{\text{кат}} + R_{\text{ом}}), \quad (1)$$

где j – средняя плотность тока; $j = I/A$; I – сила тока, А; A – активная область ячейки; $\eta_{\text{ан}}, \eta_{\text{кат}}$ – сверхпотенциал анода и катода соответственно, В; $R_{\text{ом}}$ – омический сверхпотенциал; E – напряжение Нернста ТЭРК, В,

$$E = E_0 + \frac{RT}{n_e F} \ln \left(\frac{P_{\text{H}_2, \text{ан}} (P_{\text{H}_2, \text{кат}})^{0,5} P_{\text{CO}_2, \text{кат}}}{P_{\text{H}_2\text{O}, \text{ан}} P_{\text{CO}_2, \text{ан}}} \right), \quad (2)$$

R – универсальная газовая постоянная, $R = 8,31$ Дж/моль·°С; E_0 – идеальный стандартный потенциал, В,

$$E_0 = \frac{-\Delta G}{n_e F}, \quad (3)$$

ΔG – изменение энергии Гиббса; n_e – количество электронов, участвующих в реакции; F – постоянная Фарадея; T – рабочая температура ТЭРК; P_i – парциальное давление i -го компонента на аноде или катоде.

Сверхпотенциал для анода, катода и омический сверхпотенциал [15]:

$$\eta_{\text{ан}} = 2,27 \cdot 10^{-9} \exp\left(\frac{6435}{T}\right) P_{\text{H}_2}^{-0,42} P_{\text{CO}_2}^{-0,17} P_{\text{H}_2\text{O}}^{-1,0}; \quad (4)$$

$$\eta_{\text{кат}} = 7,505 \cdot 10^{-10} \exp\left(\frac{9298}{T}\right) P_{\text{O}_2}^{-0,43} P_{\text{CO}_2}^{-0,09}; \quad (5)$$

$$R_{\text{ом}} = 0,5 \cdot 10^{-4} \exp\left(3016 \left(\frac{1}{T} - \frac{1}{923}\right)\right). \quad (6)$$

Мощность постоянного тока $W_{\text{ТЭРК, DC}}$, Вт, генерируемая ТЭРК:

$$W_{\text{ТЭРК, DC}} = V_{\text{ТЭРК}} I. \quad (7)$$

Мощность постоянного тока перед передачей должна быть преобразована в мощность переменного тока $W_{\text{ТЭРК, AC}}$, Вт:

$$W_{\text{ТЭРК, AC}} = \eta_{\text{инвертор}} W_{\text{ТЭРК, DC}}, \quad (8)$$

где $\eta_{\text{инвертор}}$ – эффективность инвертора DC-AC.

Чистая энергоэффективность ТЭС

$$\eta_e = \frac{W_e}{m_{\text{пг}}} \text{НТС}_{\text{пг}} \cdot 100 \%, \quad (9)$$

где $m_{\text{пг}}$ – скорость подачи природного газа на ТЭС; $\text{НТС}_{\text{пг}}$ – низшая теплотворная способность природного газа; W_e – чистая выходная мощность ТЭС,

$$W_e = W_{\text{ТЭРК, AC}} + W_{\text{т}} - W_{\text{разн}}, \quad (10)$$

где $W_{\text{т}}$ – мощность турбины; $W_{\text{разн}}$ – разная мощность вспомогательного оборудования (компрессоры, насосы и т. д).

Процент захвата CO_2

$$\eta_{\text{CO}_2} = \frac{m_{\text{CO}_2, \text{ захв}}}{m_{\text{CO}_2, \text{ дым}}} \cdot 100 \%, \quad (11)$$

где $m_{\text{CO}_2, \text{ захв}}$ – конечное количество CO_2 , выходящего с анода ТЭРК; $m_{\text{CO}_2, \text{ дым}}$ – количество CO_2 в дымовых газах ТЭС.

Полная стоимость электроэнергии, полученной от системы ТЭРК, определяется путем объединения общих капитальных затрат со стоимостью топлива, расходных материалов и операционных затрат:

$$\text{ПСЭ} = \frac{\text{Капитальные затраты} + \text{Операционные затраты} + \text{Стоимость газа за год}}{\text{Количество произведенной электроэнергии в год}}. \quad (12)$$

Полученные результаты эффективности работы энергоустановок сведены в табл. 2.

Таблица 2

Расчитанные параметры работы энергетических установок ТЭС

Calculated parameters of CHP power plants operation

Параметр	Значение
Чистая энергоэффективность ТЭС, %	61
Количество энергии за счет рецикла топливных газов, МВт	20
КПД ТЭРК, %	42
Чистая выходная мощность ТЭС, МВт	87,4
Расход топлива паровой турбины, м ³ /ч	13000
Содержание CO ₂ в дымовых газах ТЭС, тыс. т/год	230
Процент захвата CO ₂ , %	80–85

Возврат топливных газов после конверсии углекислого газа с учетом их теплотворной способности позволяет дополнительно увеличить электрическую мощность ТЭС на 20 %. С учетом производительности турбины и топливного элемента чистая энергоэффективность ТЭС составляет 61 %. Высокотемпературный топливный элемент на расплавленных карбонатах позволяет уловить до 85 % углекислого газа из дымовых газов. Такие результаты хорошо коррелируют с литературными данными [13].

Затраты на внедрение системы с ТЭРК мощностью около 60 МВт складываются из стоимости топливного элемента (1300 евро/кВт), вспомогательного оборудования, капитального строительства, операционных расходов и цены за газ. Приняты следующие параметры: соотношение евро к рублю 1/70, стоимость природного газа 0,04 евро/м³ (3 руб./м³), срок службы установки 10 лет, система работает 80 % времени. По результатам проведенных расчетов полная стоимость электроэнергии, полученной от системы ТЭРК, составляет 0,074 евро/кВт.

ВЫВОДЫ

1. Представлены технология и технико-экономическое обоснование использования системы с топливным элементом на расплавленных карбонатах с последующей конверсией углекислого газа в топливную смесь. Коэффициент полезного действия топливного элемента 42 %. С учетом производительности турбины и топливного элемента чистая энергоэффективность ТЭС 61 %.

2. Технология позволяет улавливать до 85 % углекислого газа с переработкой и возвратом его в производственный цикл в виде полезного продукта. Возврат топливных газов после конверсии углекислого газа позволяет увеличить электрическую мощность ТЭС на 20 %. Капитальные затраты на проведение технологии составляют 0,074 евро/кВт.

ЛИТЕРАТУРА

1. García-Freites, S. The Greenhouse Gas Removal Potential of Bioenergy with Carbon Capture and Storage (BECCS) to Support the UK's Net-Zero Emission Target / S. García-Freites, C. Gough, M. Röder // *Biomass Bioenergy*. 2021. Vol. 151. 10664. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2021.106164>.
2. Energy Penalty Estimates for CO₂ Capture: Comparison between Fuel Types and Capture-Combustion Modes / S. Vasudevan [et al.] // *Energy*. 2016. Vol. 103. P. 709–714. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.02.154>.
3. Halliday, C. The Potential of Molten Metal Oxide Sorbents for Carbon Capture at High Temperature: Conceptual Design / C. Halliday, T. A. Hatton // *Applied Energy*. 2020. Vol. 280. 116016. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116016>.
4. Комбинированное сжигание потоков различных промышленных отходов в топках котлов. Ч. 1 / Ю. П. Ярмольчик [и др.] // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2020. Т. 63, № 3. С. 236–252. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-3-236-252>.
5. Комбинированное сжигание потоков различных промышленных отходов в топках котлов. Ч. 2 / Ю. П. Ярмольчик [и др.] // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2020. Т. 63, № 6. С. 526–540. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-6-526-540>.
6. Microstructure Driven Design of Porous Electrodes for Molten Carbonate Fuel Cell Application: Recent Progress / T. Wejrzanowski [et al.] // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2020. Vol. 45, Iss. 47. P. 25719–25732. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.038>.
7. Study on a Novel Pressurized MCFC Hybrid System with CO₂ Capture / L. Duan [et al.] // *Energy*. 2016. Vol. 196. P. 737–750. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.05.074>.
8. Перспективы развития водородной энергетики в Татарстане / А. А. Филимонова [и др.] // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. 2020. Т. 22, № 6. С. 79–91. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2020-22-6-79-91>.
9. Molten Carbonate Fuel Cell Performance for CO₂ Capture from Natural Gas Combined Cycle Flue Gas / J. Rosen [et al.] // *Journal of The Electrochemical Society*. 2020. Vol. 167, Iss. 6. 064505. <https://doi.org/10.1149/1945-7111/ab7a9f>.
10. Economic Analysis of CO₂ Capture from Natural Gas Combined Cycles Using Molten Carbonate Fuel Cells / S. Campanari [et al.] // *Applied Energy*. 2014. Vol. 130. P. 562–573. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.04.011>.
11. Assessing the Potential of Molten Carbonate Fuel Cell-Based Schemes for Carbon Capture in Natural Gas-Fired Combined Cycle Power Plants / M. Spinelli [et al.] // *Journal of Power Sources*. 2020. Vol. 448. 227223. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2019.227223>.
12. Novel Application of Carbonate Fuel Cell for Capturing Carbon Dioxide from Flue Gas Streams / S. Jolly [et al.] // *ECS Transactions*. 2015. Vol. 65, No 1. P. 115–127. <https://doi.org/10.1149/06501.0115ecst>.
13. Preliminary Performance and Cost Evaluation of Four Alternative Technologies for Post-Combustion CO₂ Capture in Natural Gas-Fired Power Plants / M. Gatti [et al.] // *Energies*. 2020. Vol. 13, Iss. 3. P. 543. <https://doi.org/10.3390/en13030543>.
14. Трухина, О. С. Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов / О. С. Трухина, И. А. Синцов // *Успехи современного естествознания*. 2016. № 3. С. 205–209.
15. Integration of Molten Carbonate Fuel Cell and Chemical Looping Air Separation for High-Efficient Power Generation and CO₂ Capture / S. Chen [et al.] // *Energy*. 2022. Vol. 254, Part A. 124184. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124184>.

Поступила 08.06.2022 Подписана в печать 10.08.2022 Опубликована онлайн 30.11.2022

REFERENCES

1. García-Freites S., Gough C., Röder M. (2021) The Greenhouse Gas Removal Potential of Bioenergy with Carbon Capture and Storage (BECCS) to Support the UK's Net-Zero Emission Target. *Biomass Bioenergy*, 151, 10664. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2021.106164>.

2. Vasudevan S., Farooq S., Karimi A. I., Saeys M., Quah M. C. G., Agrawal R. (2016) Energy Penalty Estimates for CO₂ Capture: Comparison between Fuel Types and Capture-Combustion Modes. *Energy*, 103, 709–714. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.02.154>.
3. Halliday C., Hatton T. A. (2020) The Potential of Molten Metal Oxide Sorbents for Carbon Capture at High Temperature: Conceptual Design. *Applied Energy*, 280, 116016. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116016>.
4. Yarmolchick Yu. P., Schröger R., Haberfelner H., Pichler M., Kostić D., Moroz G. V. (2020) Combined Combustion of Various Industrial Waste Flows in Boiler Furnaces. Part 1. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 63 (3), 236–252. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-3-236-252> (in Russian).
5. Yarmolchick Yu. P., Schröger R., Haberfelner H., Pichler M., Kostić D., Moroz G. V. (2020) Combined Combustion of Various Industrial Waste Flows in Boiler Furnaces. Part 2. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 63 (6), 526–540. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-6-526-540> (in Russian).
6. Wejrzanowski T., Cwieka K., Skibinski J., Lysik A., Ibrahim S. H., Milewski J., Xing W., Leed C.-G. (2020) Microstructure Driven Design of Porous Electrodes for Molten Carbonate Fuel Cell Application: Recent Progress. *International Journal of Hydrogen Energy*, 45 (47), 25719–25732. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.12.038>.
7. Duan L., Yue L., Feng T., Lu H., Bian J. (2016) Study on a Novel Pressurized MCFC Hybrid System with CO₂ Capture. *Energy*, 196, 737–750. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.05.074>.
8. Filimonova A. A., Chichirov A. A., Chichirova N. D., Filimonov A. G., Pechenkin A. V. (2020) Prospects for the Development of Hydrogen Power Engineering in Tatarstan. *Power Engineering: Research, Equipment, Technology*, 22 (6), 79–91. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2020-22-6-79-91> (in Russian).
9. Rosen J., Geary T., Hilmi A., Blanco-Gutierrez R., Yuh C.-Y., Pereira C. S., Han L., Johnson R. A., Willman C. A., Ghezel-Ayagh H. (2020) Molten Carbonate Fuel Cell Performance for CO₂ Capture from Natural Gas Combined Cycle Flue Gas. *Journal of the Electrochemical Society*, 167 (6), 064505. <https://doi.org/10.1149/1945-7111/ab7a9f>.
10. Campanari S., Chiesa P., Manzolini G., Bedogni S. (2014) Economic Analysis of CO₂ Capture from Natural Gas Combined Cycles Using Molten Carbonate Fuel Cells. *Applied Energy*, 130, 562–573. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.04.011>.
11. Spinelli M., Bona D. D., Gatti M., Martelli E., Vigan F., Consonni S. (2020) Assessing the Potential of Molten Carbonate Fuel Cell-Based Schemes for Carbon Capture in Natural Gas-Fired Combined Cycle Power Plants. *Journal of Power Sources*, 448, 227223. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2019.227223>.
12. Jolly S., Ghezel-Ayagh H., Willman C., Patel D., DiNitto M., Marina O. A., Pederson L., Steen W. (2015) Novel Application of Carbonate Fuel Cell for Capturing Carbon Dioxide from Flue Gas Streams. *ECS Transactions*, 65 (1), 115–127. <https://doi.org/10.1149/06501.0115ecs>.
13. Gatti M., Martelli E., Di Bona D., Gabba M., Scaccabarozzi R., Spinelli M., Viganò F., Consonni S. (2020) Preliminary Performance and Cost Evaluation of Four Alternative Technologies for Post-Combustion CO₂ Capture in Natural Gas-Fired Power Plants. *Energies*, 13 (3), 543. <https://doi.org/10.3390/en13030543>.
14. Trukhina O. S., Sintsov I. A. (2016) Experience of Carbene Dioxide Usage for Enhanced Oil Recovery. *Uspekhii Sovremennogo Estestvoznaniya = Advances in Current Natural Sciences*, (3), 205–209 (in Russian).
15. Chen S., Zhou N., Wu M., Chen S., Xiang W. (2022) Integration of Molten Carbonate Fuel Cell and Chemical Looping Air Separation for High-Efficient Power Generation and CO₂ Capture. *Energy*, 254 (Part A), 124184. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124184>.