

ОЦЕНКА ЧИСТЫХ УГОЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ УЛАВЛИВАНИЯ, УТИЛИЗАЦИИ И ХРАНЕНИЯ УГЛЕРОДА В УГОЛЬНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ КИТАЯ

Лицзюань Чжан¹, Т.В. Пономаренко¹, Д.В. Сидоров²

¹ Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,
Санкт-Петербург, Россия, e-mail: s215002@stud.spmi.ru

² ООО «Полигор», Санкт-Петербург, Россия

Аннотация: На долю угольного сектора приходится 41,14% мировых выбросов углерода, вклад Китая составил 28,87% в 2022 г. Технологии улавливания, использования и хранения углерода (CCUS) используются для решения экологических проблем и повышения энергоэффективности, развивают экономику замкнутого цикла и способствуют достижению углеродной нейтральности в рамках устойчивого развития. Представлены классификация и направления исследований технологий чистого угля; проведен всесторонний анализ текущего состояния технологий чистого угля с учетом улавливания, использования и хранения углерода; выполнена экономическая оценка проекта внедрения чистых угольных технологий на теплоэлектростанции на основе модели LCOE и анализируются проблемы реализации проекта CCUS в Китае. Результаты показывают, что китайские проекты производства электроэнергии на топливных элементах с интегрированной газификацией угля (IGCC) экономически целесообразны при тарифах на электроэнергию выше, чем нормированная стоимость электроэнергии (LCOE). Основными проблемами внедрения технологии CCUS в проектах по производству чистой угольной электроэнергии в Китае являются высокие затраты на строительство и эксплуатацию электростанций, несовершенство законодательства и риски для экологической безопасности. Сформулированы предложения в отношении политики стимулирования со стороны правительства, которые могут использоваться странами с угольной генерацией, включая Россию.

Ключевые слова: чистые угольные технологии, технология улавливания, утилизации и хранения углерода (CCUS), энергетическая экономика, угольная промышленность Китая, устойчивое развитие, энергетический переход.

Для цитирования: Лицзюань Чжан, Пономаренко Т. В., Сидоров Д. В. Оценка чистых угольных технологий с применением технологии улавливания, утилизации и хранения углерода в угольной промышленности Китая // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2024. – № 2. – С. 105–128. DOI: 10.25018/0236_1493_2024_2_0_105.

Clean coal technologies with carbon capture, utilization and storage in China's coal industry

Lijuan Zhang¹, T.V. Ponomarenko¹, D.V. Sidorov²

¹ Empress Catherine II Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg, Russia,
e-mail: s215002@stud.spmi.ru

² LLC Polygor, Saint-Petersburg, Russia

Abstract: The coal sector accounts for 41.14% of the global carbon emission, and the input of China in this percentage in 2022 totals 28.87%. The use of the carbon capture, utilization and storage (CCUS) technologies enable solving environmental problems at enhanced energy efficiency, develop the closed cycle economy and contribute to carbon neutrality in the framework of sustainable development. This article presents the classification and trends of research of the clean coal technologies; offers the comprehensive analysis of the current condition of the clean coal technologies with regard to carbon capture, utilization and storage; undertakes the economic evaluation of the clean coal technology project at a thermal power station using the LCOE model and analyzes the problems connected with the implementation of a CCUS project in China. The results show that China's projects of fuel-based power generation with integrated gasification of coal (IGCC) are economic if the energy rates are higher than the levelized cost of electricity (LCOE). The main problems connected with the CCIS technology introduction in production of energy using clean coal technologies in China are the high cost of construction and operation of power stations, imperfect legislation and ecological risks. The proposals formulated in the article regarding a potential government stimulus package are suitable for the countries which generate electricity from coal, including Russia.

Key words: clean coal technologies, carbon capture, utilization and storage (CCUS), energy economics, China's coal industry, sustainable development, energy transition.

For citation: Lijuan Zhang, Ponomarenko T. V., Sidorov D. V. Clean coal technologies with carbon capture, utilization and storage in China's coal industry. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2024;(2):105-128. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236_1493_2024_2_0_105.

Введение

Уголь является важным стратегическим ресурсом для экономического и социального развития Китая: в 2022 г. доля генерации энергии из угля составила 61%, при росте объема потребления энергии до 5397,8 млрд кВт·ч и добычи угля (на 10,5% больше по сравнению с 2021 г.) — до 4,56 млрд т. Это подтверждает значимость экономически эффективной добычи и переработки угля для энергетики Китая в настоящее время и в долгосрочной перспективе. При этом в Китае в течение десятилетий в Программах государственного стратегического планирования значительное внимание уделяется экологическим вопросам, прежде всего сокращению выбросов углекислого газа. С 2016 г. приняты важнейшие стратегические документы, включая «Мнения по совершенствованию институционального механизма и политических мер по зеленой энергетике и

низкоуглеродной трансформации», «14-й пятилетний план», «Средне- и долгосрочный план развития водородной энергетики (2021 — 2035 гг.)» и другие документы.

В течение 50 лет в Китае проводятся исследования в области разработки и внедрения экологически чистых угольных технологий выработки электроэнергии, что обусловлено необходимостью борьбы с загрязнением окружающей среды и эффективного использования угля. Одновременно началось внедрение технологий производства электроэнергии, которые могут сократить выбросы загрязняющих веществ при сжигании угля и повысить эффективность генерации. В результате получен эффект декарбонизации, связанный с принятием наиболее экономически эффективных технических решений для снижения общих выбросов углекислого газа от угольных электростанций за счет чистых угольных

технологий, включая улавливание, использование и хранение углерода (CCUS, Carbon capture, utilization and storage).

В настоящее время в Китае используются два основных типа экологически чистых технологий производства энергии из угля. Во-первых, технологии чистого сжигания угля, которые повышают мощность и улучшают параметры угольных электростанций, оптимизируя эффективность выработки электроэнергии. Например, технология сжигания в кипящем слое (CFB, Circulating fluidized bed), технология сверхкритической генерации энергии (SC, Supercritical), технология ультрасверхкритической генерации энергии (USC, Ultra-supercritical) и другие. Второй тип — это технологии переработки угля в экологически чистое топливо, такие как технология производства электроэнергии с комбинированным циклом интегрированной газификации (IGCC, Integrated gasification combined cycle) и технология производства электроэнергии на топливных элементах с интегрированной газификацией угля (IGFC, Integrated gasification combined cycle) [1].

Чистое и эффективное использование угля является одним из крупнейших проектов Национальной программы инноваций в области науки и технологий Китая до 2030 г. Чистая угольная технология имеет огромные перспективы применения и рыночный потенциал в угольной энергетике, углехимии и комплексном использовании ресурсов. При этом в настоящее время в Китае не существует единого плана применения технологии CCUS, отсутствует соответствующая политика регулирования, поэтому угольные предприятия фокусируются на чистых технологиях сжигания угля в целях среднесрочного и долгосрочного развития и максимизации прибыли. Следует определить возможности повышения энергоэффективности и создания чистой, низкоуглеродной, безо-

пасной и эффективной энергетической системы в Китае на основе анализа и сравнения чистых угольных технологий и применения технологии CCUS на угольных электростанциях.

Задачи исследования:

- проанализировать опыт применения, условия, преимущества и недостатки чистых угольных технологий и выполнить их сравнительный анализ;
- выполнить экономическую оценку масштабного проекта внедрения чистых угольных технологий в Китае, используя модель LCOE (Levelized cost of electricity model) для оценки затрат и прибыли;
- проанализировать проблемы реализации технологии CCUS в Китае.

Методы

Авторами на основе баз данных Scopus, Elibrary, Google Scholar были изучены публикации в области чистых угольных технологий с применением CCUS в угольной промышленности Китая, проанализированы и систематизированы результаты исследований. На основе методов инвестиционного анализа выполнены расчеты и экономическая оценка использования чистых угольных технологий в китайских проектах на основе модели LCOE. Применены методы сравнительного анализа для оценки чистых угольных технологий по технико-экономическим параметрам.

Результаты

1. Современное состояние чистых угольных технологий в Китае и государственная политика в этой области

1.1. Анализ государственной политики применения чистых угольных технологий

Реализация политики экологически чистых угольных технологий в Китае

началась в 1997 г. Результаты исследований некоторых ученых показывают, что качество воздуха после внедрения ряда программ значительно улучшилось, что подтверждает их соответствие требованиям устойчивого развития Китая [2]. Для достижения этих результатов Китай реализовал ряд планов развития высокотехнологичных инноваций в угольной отрасли.

С 1975 г. реализуются Стратегический план развития угольной промышленности и Дорожная карта угольной технологической революции, включающие пять этапов продолжительностью по 15 лет. К настоящему времени реализованы 3 этапа, включая 1.0 (ручная добыча угля открытым и подземным способом), 2.0 (механизованная добыча), 3.0 (автоматизированная добыча и добыча со сверхнизкими выбросами)¹ [3]. В настоящее время Китай находится на этапе 4.0 (интеллектуальная добыча угля и почти нулевые выбросы), который будет завершен к 2035 г. На этапе «Уголь 5.0» (2035 – 2050 гг.) будет достигнута беспилотная добыча и соответствие стандартам выбросов возобновляемых источников энергии [4].

1.2. Анализ результатов применения чистых угольных технологий в Китае

Полезные ископаемые, связанные с добычей и переработкой угля, широко используются в теплоэнергетике и химической промышленности [5]. В результате Китай добился значительных успехов в области эффективного сжигания угля и экологически чистой угольной энергетики, обладая к настоящему времени самыми продвинутыми технологиями в мире [6]. К ним относятся: чистые технологии прямого сжигания угля и технологии переработки угля в чи-

стое топливо. Наиболее распространены и эффективными технологиями являются технология выработки сверхкритической (SC) и ультрасверхкритической электроэнергии (USC), технология выработки электроэнергии с циркулирующим псевдоожиженным слоем (CFB) и технология комплексной газификации угля в комбинированном цикле выработки электроэнергии (IGCC).

1.2.1. Технология выработки сверхкритической и ультрасверхкритической электроэнергии

С 1950-х гг. глобальная технология производства сверхкритической энергии быстро развивалась. В настоящее время параметры сверхкритических блоков мощностью 600 МВт, сооружаемых в Китае, в целом составляют: $P = 25,4$ МПа, 538 °C/ 566 °C или $P = 25,4$ МПа, 566 °C/ 566 °C. Кроме того, насчитывалось примерно 70 единиц USC [7].

В настоящее время общепринятыми параметрами установок SC в Китае являются $24,2$ МПа / 566 °C/ 566 °C. Граница между установками SC и USC во всем мире строго не определена. Как правило, когда температура основного пара достигает 600 °C или выше, это считается USC.

Обычно используемыми параметрами единиц измерения USC в Китае являются 28 МПа/ 600 °C/ 600 °C, 31 МПа/ 600 °C/ 620 °C/ 620 °C [8].

По состоянию на начало 2022 г. в Китае введено в эксплуатацию 636 угольных энергоблоков мощностью 600 МВт, распределенных на 265 электростанциях, общей установленной мощностью 399 млн кВт, что составляет 37% от общей установленной мощности угольных электростанций Китая. Всего введено в эксплуатацию 137 ультрасверх-

¹ Technology Supported Carbon Peaking and Carbon Neutrality Implementation Plan (2022 – 2030).

критических энергоблоков мощностью 1000 МВт^{2,3}.

1.2.2. Технология выработки электроэнергии с циркулирующим псевдооживленным слоем (CFB)

Технология выработки электроэнергии CFB, которая использует сжигание в псевдооживленном состоянии, в частности, полувзвешенное горение, для циркуляции твердых частиц при горении в псевдооживленных слоях. Технология производства электроэнергии CFB получила широкое распространение в Китае из-за высокого содержания серы и зольности угля, позволяя повысить энергоэффективность. В начале 1980-х годов Китай приступил к изучению технологии CFB, с 1990-х годов количество котлоагрегатов CFB и их отдельных мощностей в Китае неуклонно растет: строится или введено в эксплуатацию около 4000 котлоагрегатов CFB, суммарная установленная мощность которых превышает 100 млн кВт, включая более 100 энергоблоков мощностью свыше 300 МВт [9]. По состоянию на сентябрь 2021 г. в Китае эксплуатируется 49 котлоагрегатов со сверхкритическим CFB, в том числе 3 энергоблока мощностью от 600 до 660 МВт и 46 энергоблоков мощностью 350 МВт, что превосходит другие страны мира по количеству [10].

1.2.3. Технология комплексной газификации угля в комбинированном цикле выработки электроэнергии (IGCC)

Технология выработки электроэнергии IGCC — это революционная технология выработки электроэнергии на чистом угле, обладающая многочисленными

преимуществами, включая высокую эффективность выработки электроэнергии и исключительные показатели защиты окружающей среды. Эта технология позволяет экологически безопасно использовать угольную электроэнергию при почти нулевых выбросах. IGCC включает в себя газификацию углеродсодержащих веществ (уголь и биомасса). В результате этого процесса образуется газ, который затем преобразуется в синтетический газ и утилизируется в парогазовом комбинированном цикле [11]. Китай начал изучать технологию IGCC в 1980-х годах. В декабре 2012 г. была завершена и введена в эксплуатацию первая в Китае демонстрационная электростанция комбинированного цикла газификации угля Huaneng Tianjin IGCC Green Coal Power Project. Общая мощность электростанции составляет 265 000 кВт. КПД выработки электроэнергии 48%, КПД электроснабжения 41%⁴. Таким образом, данный проект объединяет технологию IGCC с технологиями улавливания, транспортировки, утилизации и хранения углерода (CCUS).

2. Сравнительная оценка технологий чистого угля для угольных электростанций

2.1. Сравнение чистых угольных технологий по технико-экономическим параметрам

Технологии производства чистой угольной энергии сравниваются по функциональным и экономическим параметрам. Основными влияющими факторами являются: установленная мощность, удельный расход угля на производство электроэнергии, техническая эффективность и экологические показатели.

² Полный список угольных электростанций мощностью 600 МВт.

³ Новые крупные угольные электростанции Китая введут в эксплуатацию в 2020 г.

⁴ «Хуанэн» начинает строительство первой в Китае электростанции IGCC с независимыми правами интеллектуальной собственности.

- Максимальная установленная мощность

По мощности три технологии (SC, 700/US, CFB) обеспечивают достижение мощности в 600–660 МВт, технология IGCC имеет существенно меньшую мощность 265 МВт. Исключительно высокую мощность в 1350 МВт обеспечивает применение технологии USC. Такая мощность была достигнута на второй очереди электростанции Shenergy в провинции Аньхой. Это первый в мире новый высокоэффективный, чистый, низкоуглеродистый ультра-сверхкритический угольный энергоблок с самой большой единичной мощностью, он внесен в список национальных демонстрационных проектов Китая; потребление угля для производства электроэнергии составляет всего 249,31 г/кВт·ч, что делает его угольной электростанцией с самым низким потреблением угля в мире. По состоянию на 2021 г. мощность угольных электростанций Китая мощностью 1000 МВт достигнет 137 млн кВт, энергоблоков мощностью 600 МВт — 360 млн кВт, а энергоблоков мощностью 300 МВт — 270 млн кВт⁵. В настоящее время по всей стране продвигаются ультрасверхкритические высокоэффективные технологии производства электроэнергии и демонстрационные проекты, на которые приходится 26% общей установленной угольной мощности Китая.

- Удельный расход угля

Из-за значительных различий в типе и качестве угля, используемого для сжигания, а также принципов самих технологий, установки CFB имеют максимальный уровень удельного расхода угля среди всех анализируемых чистых угольных технологий (около 290–360 г/кВт·ч). Установки IGCC, которые принципиаль-

но отличаются от традиционной угольной генерации электроэнергии, имеют более сложный технологический процесс и несколько меньшее потребление угля (около 290–320 г/кВт·ч). Напротив, установки SC и USC демонстрируют еще более низкое потребление угля, со значениями ниже 300 г/кВт·ч. В частности, потребление угля установками SC составляет около 286–300 г/кВт·ч, в то время как установки USC, с их высокими параметрами, большой мощностью и другими характеристиками, имеют потребление угля, которое обычно составляет менее 280 г/кВт·ч. Наименьший расход показывает установка USC с температурой 700 °С (ниже 250 г/кВт·ч).

- Эффективность

Практически все чистые угольные технологии показывают среднюю эффективность генерации на уровне 38–46%, за исключением USC 700 °С, которая может обеспечить значительно более высокую эффективность выработки электроэнергии в 52%. В настоящее время эффективность выработки электроэнергии USC и IGCC может достигать примерно 42–46%, но при постоянном совершенствовании и НИОКР ключевых технологий, по прогнозам, в будущем этот показатель превысит 50%. В отличие от них, технология энергоблоков SC является более зрелой, эффективность выработки электроэнергии остается неизменной, на уровне 41–43%. В технологии CFB также происходят улучшения, что привело к росту эффективности выработки электроэнергии выше 40%, с диапазоном от 38% до 42%.

- Норма потребления электроэнергии заводом

Уровень энергопотребления электростанции представляет собой процентное соотношение энергопотребления и

⁵ Уведомление об объявлении данных сравнительного анализа уровня энергоэффективности и конкуренции тепловых энергоблоков мощностью 1000, 600 и 300 МВт в электроэнергетике в 2021 г.

выработки электроэнергии в единицу времени. Когда общий объем выработки электроэнергии постоянен, чем меньше энергии потребляет станция, тем больше энергии она генерирует в сети и тем выше энергоэффективность. Китайский «Национальный стандарт энергопотребления электростанций» (GB/T19098-2003) определяет стандарт энергопотребления электростанций. Стандарт предусматривает, что уровень энергопотребления электростанций не должен превышать 10%. Среди них угольные электростанции. Норма потребления электроэнергии не должна превышать 6%. За исключением неизвестных данных 700 °C USC, электростанция USC имеет самый низкий средний уровень энергопотребления, который остается в пределах 3,0 – 5,5%, и самую высокую энергоэффективность; уровень энергопотребления установок ЦКС колеблется в широких пределах: 4,0 – 9,0%; уровень энергопотребления IGCC достигает 15,2%, что превышает национальные стандарты и значительно снижает его энергоэффективность.

- Экологические показатели

По сравнению с традиционной выработкой электроэнергии на угле, установки IGCC оснащены технологией очистки газа, которая удаляет вредные газы, такие как SO₂ и NO₂, перед сжиганием. Это приводит к практически нулевым выбросам этих газов, при этом выбросы SO₂ составляют менее 20 мг/нм³, а выбросы NO₂ – менее 30 мг/нм³. Таким образом, IGCC обладает наилучшими экологическими показателями. Установки USC и USC с температурой 700 °C имеют аналогичные показатели по выбросам SO₂ и NO₂. При этом повышение температуры основного пара до 700 °C, наряду с увеличением эффективности, приводит к более существенному сокращению выбросов CO₂. Очевидно, что установки USC обладают лучшими экологическими характеристиками, чем установки SC, которые сопоставимы с CFB и составляют 880 – 900 г/кВт·ч.

Сравнение чистых угольных технологий по основным технико-экономическим показателям представлено в табл. 1^{6,7}.

Таблица 1

Сравнение технико-экономических показателей основных чистых угольных технологий Китая*

Comparison of technical and economic indicators of China's main clean coal technologies

Технические типы	Максимальная установленная мощность, МВт	Удельный расход угля, г/кВт·ч	Эффективность, %	Норма потребления электроэнергии заводом	Коэффициент выбросов CO ₂ , г/кВт·ч	SO ₂ , мг/Нм ³	NO ₂ , мг/Нм ³
SC	600	286~300	41 – 43	4,4 – 5,5	800~880	70~105	210~420
USC	1350	~280	~46	3,0 – 5,5	740	<20~100	<50~100
700 °C USC	600	~241	~52	–	670	<20~100	50~100
CFB	660	290~340	38 – 42	4,0~9,0	880 – 900	<50~100	<200
IGCC	265	290~320	42 – 46	15,2	670 – 740	<20	<30

*Источник данных цитируется из Ху У. и др. [1].

⁶ Северо-западный пилотный научно-исследовательский институт электроэнергетики Китая выиграл тендер на проект технического обслуживания низкокалорийного угля Биньчан мощностью 660 МВт, демонстрационный проект установки сверхсверхкритического ЦКС.

⁷ Технология производства электроэнергии комбинированного цикла IGCC.

Таким образом, по основным технико-экономическим параметрам наилучшие показатели имеют технологии 700 °C USC и IGCC; худшие — технологии SC и CFB; общие технические показатели USC, как правило, умеренны и достаточно стабильны.

2.2. Методы экономической оценки проектов внедрения чистых угольных технологий

2.2.1. Оценка экономической эффективности проекта по финансовым показателям

В соответствии со стандартами налоговой системой и системой ценообразования, применяемыми в Китае, основными документами для экономической оценки энергетических проектов являются «Методы и параметры экономической оценки строительных проектов (3)» и «Руководство по экономической оценке DL5435-2009 для проектов по производству тепловой энергии».

Финансовая оценка проекта может основываться на показателях платежеспособности проекта (коэффициенты актива и пассива, обслуживания долга, текущей ликвидности, быстрой ликвидности), показатели финансовой жизнеспособности (накопленные свободные средства) и показатели рентабельности (внутренняя норма доходности, период окупаемости инвестиций, чистая приведенная стоимость, индекс доходности инвестиций).

2.2.2. Нормированная стоимость производства электроэнергии LCOE

Приведенная стоимость электроэнергии (LCOE) определяется как стоимость 1 кВт·ч объекта выработки электроэнергии, построенного и эксплуатируемого в течение экономического срока реализации проекта, и является одним из международных показателей оценки энергоэффективности [12].

Китайские ученые показали, что, исходя из национальных условий Китая, затраты жизненного цикла несколько отличаются от затрат в других странах. В международной литературе общие годовые эксплуатационные расходы обычно состоят из постоянных затрат и переменных затрат, где переменные затраты включают затраты на топливо, налоговые расходы и затраты на выбросы углерода [13, 14]. Для определения LCOE учитываются уникальные факторы, такие как налог на добавленную стоимость и надбавки, вычеты по налогу на добавленную стоимость, преференции по налогу на добавленную стоимость и освобождение от подоходного налога [15]. Соответственно, затраты включают первоначальное строительство, затраты на сырье и топливо, расходы на техническое обслуживание (включая расходы на техническое обслуживание, страхование, рабочую силу и управление), налог на добавленную стоимость и надбавки к нему (с учетом вычетов и льгот) и фактически уплаченный подоходный налог, поэтому формула имеет вид

$$LCOE = \left(\sum_{n=0}^N \frac{CAPEX_n + OPEX_n + TAX_n}{(1+r)^n} \right) \cdot \left(\sum_{n=0}^N \frac{(C \times H \times (1 - O_u))_n}{(1+r)^n} \right) \quad (1)$$

LCOE (юань/кВт·ч), где N — срок эксплуатации электростанции (гг.); r — ставка дисконтирования (доли ед.); $CAPEX_n$ — годовая стоимость первоначальных инвестиций (ден. ед., юань); $OPEX_n$ — годовая величина затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание, включая затраты на топливо, затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание, расходы на страхование, затраты на рабочую силу и т.д. (ден. ед., юань); TAX_n — ежегодный налог, упла-

чиваемый электростанцией, включая подоходный налог, надбавку за образование, городской налог на содержание и строительство, налог на землепользование и т.д. (ден. ед., юань); H — количество часов использования в год (ч); C — установленная мощность (МВт); O_u — норма энергопотребления завода (доли ед.).

3. Экономическая оценка проекта внедрения чистой угольной технологии в Китае (проект Huaneng Tianjin IGCC)

3.1. Выбор значений экономических параметров проекта для проведения экономической оценки

В целях разработки технологии производства электроэнергии на угле с практически нулевым уровнем выбросов китайская корпорация Huaneng Group предложила план «зеленой угольной энергетики». Проект Huaneng Tianjin IGCC является единственным проектом электростанции комбинированного цикла с комплексной газификацией угля в Китае; корпорация обладает патентами «Система автоматического управления выработкой электроэнергии на базе электростанции IGCC»; «Средство для поиска неисправностей обрывов во вторичных цепях трансформаторов тока»; «Система отбора и измерения газа»; «Устройство очистки жидкости органического амина с низкими потерями» и т.д.)⁸. Проект имеет установленную мощность 265 МВт с применением наиболее перспективной и эффективной технологии производства электроэнергии на угле, проверенной на международном уровне.

Основные параметры проекта для экономического анализа (см. табл. 2,

с. 114–115) авторы определили на основе «Справочных показателей стоимости для проектных пределов теплоэнергетических проектов» (в ценах 2009 г.), в соответствии с «Показателями стоимости проекта теплоэнергетики», «Методиками и параметрами экономической оценки строительного проекта» и соответствующей литературой.

3.2. Расчет операционных затрат по проекту

В табл. 3 (см. с. 116) выполнены расчеты эксплуатационных затрат по проекту.

Результаты расчета $LCOE$ проекта Huaneng Tianjin IGCC приведены в табл. 4 (см. с. 117).

Стандартный тариф на электроэнергию для промышленных и бытовых потребителей в Китае составляет 0,5–1,5 юаня/КВт·ч, то есть проект IGCC является экономически жизнеспособным при тарифе, превышающем $LCOE$.

В целях содействия рыночно-ориентированной реформе цен на электроэнергию китайское правительство внедрило единую политику ценообразования для новых проектов по производству электроэнергии, основанную на средних затратах по региону или провинции на основе цен на электроэнергию в течение эксплуатационного периода, т.е. фактически на основе $LCOE$.

В мае 2023 г. город Тяньцзинь, где будет построена проектируемая электростанция Huaneng Tianjin IGCC, определил политику в отношении тарифа на электроэнергию в зависимости от потребителей и уровня напряжения в сети.

Начиная с 2021 г. регулирование угольной энергетики Тяньцзиня предусматривает, что внутрисетевая цена на

⁸ Четыре патента Tianjin IGCC были авторизованы Государственным ведомством интеллектуальной собственности.

Таблица 2

Основные технико-экономические параметры проекта Huaneng Tianjin IGCC*
Main technical and economic parameters of the Huaneng Tianjin IGCC project

№	Показатель	Значение	Источник
1	Срок полезного использования	15 лет	Согласно «Исследованию гибкой эксплуатации и продления срока службы угольных электростанций» ⁹ , опубликованному Китайским электроэнергетическим советом в 2021 г.
2	Общий объем инвестиций	3,395 млрд юаней	Фактический объем инвестиций составляет 3,439 млрд юаней, включая грант АБР (5 млн долл./34 млн юаней) и средства поддержки программы Министерства науки и технологий 863 (10 млн юаней). Инвестиции включают расходы на отладку и другие экспериментальные проекты, реализованные в период строительства
3	Оборотный капитал	679,01 млн юаней	Для тепловой электростанции оборотный капитал составляет 20% ¹⁰ . Стоимость определяется исходя из эксплуатационных затрат, необходимых для двух месяцев работы электростанции
4	Установленная мощность	265 MW	Определяется на основе эксплуатационных данных агрегата после стабильной работы [16]
5	Годовые часы выработки электроэнергии	5500 ч	Годовая выработка электроэнергии = Установленная мощность × Часы выработки электроэнергии в год
6	Годовая выработка электроэнергии	1 457 500 МВт·ч	265 MW × 5500 h = 1 457 500 MWh
7	Стандартная цена за единицу угля без учета налога	609 юаней/т	Цена зависит от качества угля, используемого Тяньцзиньским IGCC, и текущей цены. Используется смешанный уголь Shenhua № 1 с теплотой сгорания 5500 ккал/кг, средняя стандартная цена на уголь без налога в 2022 г. составит 644 юаня/т

⁹ Исследования по гибкой эксплуатации и продлению срока эксплуатации угольных энергоблоков.

¹⁰ Headquarters. Reference cost indicators for thermal power project quota design (2009 level).

8	Расход угля на электроснабжение	400 г/кВтч	Потребление угля для электроснабжения, стоимость воды и уровень энергопотребления электростанции основаны на существующих данных Tianjin IGCC без учета влияния стабильной работы оборудования ¹¹ Годовая мощность сети = Годовая выработка электроэнергии* (1 — Заводской коэффициент энергопотребления). 1 457 500×75% = 1 093 125 МВт·ч
9	Цена на воду	17,65 юаней/МВт·ч	
10	Заводской коэффициент потребления электроэнергии	25%	Определяется на основе «Справочных показателей стоимости для проектных пределов теплоэнергетических проектов» Китая
11	Годовое потребление электроэнергии	1 093 125 МВт·ч	
12	Годовая норма амортизации	6,3%	Налог, уплачиваемый угольными и электроэнергетическими предприятиями Китая, в основном включает налог на прибыль корпораций, корпоративный налог на добавленную стоимость, налог на городское строительство и содержание и дополнительный налог на образование. В настоящее время проект Huapeng Tianjin IGCC, как высокотехнологичный проект, нуждающийся в ключевой поддержке со стороны государства, пользуется льготной ставкой корпоративного подоходного налога в размере 15% (базовая ставка налога составляет 25%) ¹²
13	Техническое обслуживание и капитальный ремонт	2,5%	
14	Зарплата оперативного персонала	50 тыс. юаней/год	Налог, уплачиваемый угольными и электроэнергетическими предприятиями Китая, в основном включает налог на прибыль корпораций, корпоративный налог на добавленную стоимость, налог на городское строительство и содержание и дополнительный налог на образование. В настоящее время проект Huapeng Tianjin IGCC, как высокотехнологичный проект, нуждающийся в ключевой поддержке со стороны государства, пользуется льготной ставкой корпоративного подоходного налога в размере 15% (базовая ставка налога составляет 25%) ¹²
15	Количество сотрудников	300	
16	Прочие материальные затраты	15 юаней/МВт·ч	
17	Прочие затраты	18 юаней/МВт·ч	
18	Ставка дисконтирования	8%	
19	Ставка НДС	13%	
20	Ставка налога на городское строительство и содержание	7%	
21	Плата за обучение и дополнительные налоговые ставки	3%	
22	Ставка подоходного налога	15%	

* Построено авторами с использованием «Справочных показателей стоимости для проектных пределов теплоэнергетических проектов».

¹¹ Объяснение IGCC по комплексному циклу газификации угля.

¹² Interpretation of «Enterprise Income Tax Law of the People's Republic of China».

Таблица 3

Расчет годовых эксплуатационных затрат Huaneng Tianjin IGCC
Huaneng Tianjin IGCC Annual Operating Cost Calculation

№	Показатель	Расчет	Значение (млн юаней)
1	Прямые затраты		
1.1	Расходы на топливо	Расход угля на электроснабжение × × Цена за единицу условного угля без налога × × Годовая электроэнергия в сеть 400г/кВт·ч × 609 юаней/т × 1 093 125 МВт·ч	266,28
1.2	Расходы на воду	Расход воды × тариф на воду 1 457 500 МВт·ч × 17,65 юаней/МВт·ч	25,72
1.3	Вспомогательные материальные затраты	Установленная мощность × Стандартное справочное значение стоимости материала 1 457 500 МВт·ч × 15 юаней/МВт·ч	21,86
1.4	Другие затраты	Установленная мощность × Стандартное справочное значение стоимости материала 1 457 500 МВт·ч × 18 юаней/МВт·ч	26,23
1.5	Заработная плата работников и страхование	Численность сотрудников × Среднегодовая заработная плата сотрудников с учетом страхования	54,36
Итого прямые затраты			394,45
2	Косвенные затраты		
2.1	Амортизация	(Первоначальная стоимость — Ликвидационная стоимость) / Срок полезного использования (394,45 — 394,45 × 5%)/15	24,98
2.2	Обслуживание и ремонт	Прямые затраты × Нормативное справочное значение для тепловых электростанций (2,5%) 394,45 × 2,5%	9,86
Итого косвенные затраты			34,84
Итого	Итого прямые затраты + Итого косвенные затраты		394,45 + 34,84
			429,30
* Годовая стоимость производства и эксплуатации проекта включает только прямые и косвенные затраты, понесенные самим проектом, и не включает затраты на маркетинг, затраты на НИОКР, финансовые затраты и налоговые затраты на всю деятельность предприятия. Источник: рассчитано авторами.			

электроэнергию будет формироваться в диапазоне «базовая цена + плавающая вверх и вниз».

Базовая цена составляет 0,3655 юаней/кВт·ч с колебанием не более 20%¹³.

3.3. Сравнительный анализ LCOE по проекту и других чистых угольных технологий

На основании средней LCOE иных технологий производства чистой энер-

¹³ Уведомление Комиссии муниципального развития и реформы по вопросам, связанным с углублением реформы цен на электроэнергию.

Таблица 4

Результаты расчета LCOE проекта Huaneng Tianjin IGCC*
LCOE calculation results for Huaneng Tianjin IGCC project

Показатель	Значение	Показатель	Значение
N	15 лет	r	8 %
CAPEX _n	4,074 млрд юаней	C	265 МВт
OPEX _n	429,30 млн юаней	H	5500 ч
TAX _n	38%	O _u	25%
LCOE	0,39 юаня/КВт·ч		

* Источник: рассчитано авторами.

Таблица 5

Сравнение LCOE основных чистых угольных технологий*
LCOE comparison of major clean coal technologies

Показатель	SC	USC	CFB	IGCC
LCOE, юань/КВт·ч	~0,64	0,37 – 0,39	~0,74	~0,61

* Источник: Приведенные выше данные представляют собой среднее значение существующих данных [1, 17].

гии на угле CCUS, рассчитанной другими учеными, и сравнительного анализа сделан вывод, что без учета таких факторов, как уровень инфляции, процентные ставки по кредитам, налоговые ставки и т.д., общая стоимость производства электроэнергии в рамках проектов IGCC является самой низкой и наиболее экономичной (табл. 5).

Помимо технологии производства электроэнергии на угле, технология преобразования угля в чистое топливо также включает технологии газификации угля, сжижения угля и производства электроэнергии в комбинированном цикле. Сравнение LCOE этих технологий производства электроэнергии представлено в табл. 6 (см. с. 118). Сравнительный анализ показывает, что среди других чистых угольных технологий LCOE технологии производства электроэнергии на угле (IGCC) находится на среднем уровне.

Такая технология является экологически чистым использованием топливных ресурсов, обеспечивает производство электроэнергии на чистом угле, поз-

воля трансформировать бизнес-модель энергоугольного предприятия, с учетом лагоприятной региональной среды, местной преференциальной политики и других факторов.

4. Анализ современного состояния и проблем развития проектов CCUS в Китае

4.1. Прогресс технологии CCUS в Китае

Согласно исследованиям многих ученых, подтверждено, что для целей сокращения выбросов углекислого газа технология CCUS является эффективным способом, помогая достичь целей Парижского соглашения. Было показано, что благодаря интеграции с проектами CCUS угольная энергетика может обеспечить практически нулевые выбросы углекислого газа и производить устойчивую, чистую и низкоуглеродную электроэнергию [23, 24]. Технология CCUS включает: улавливание, транспортировку, хранение и утилизацию.

Специфика технологий CCUS в угольном секторе заключается в следующем.

Таблица 6

Сравнение LCOE новых чистых угольных технологий*
LCOE comparison of new clean coal technologies

Технические типы	LCOE, юань/кВт·ч	Характеристика
Генераторная установка смешанного сгорания на биомассе [18] (Coal-Biomass Co-Firing Power Generation)	0,35	Производство электроэнергии на совместном сжигании угля и биомассы — это метод производства электроэнергии, при котором в качестве топлива используются отходы сельского и лесного хозяйства
Производство пылеугольной электроэнергии [19] (Pulverized Coal Power Generation)	0,25 – 0,38	Угольный порошок используется в качестве топлива, сжигается в потоке дымовых газов, в парогенераторе вырабатывается пар, который затем приводит в действие турбогенератор для выработки электроэнергии. Вредные газы, такие как диоксид углерода, оксиды азота и сульфиды, образующиеся при сжигании пылевидного угля, можно перерабатывать и очищать с помощью газоочистного оборудования.
Сверхкритическая водная газификация угля [20] (Supercritical Water Gasification, SCWG)	0,3	Используя особые физические и химические свойства сверхкритической воды, элементы углерода, водорода и кислорода в угле газифицируются и превращаются в водород и углекислый газ, а затем обогащаются.
Газификация, химическое петлевое сжигание [21] (Gasification Chemical Looping Combustion CLC)	0,66 – 0,83	Твердое топливо непосредственно добавляется в топливный реактор с псевдооживленным слоем, содержащий кислородный носитель, для сгорания. Система циркуляции позволяет избежать потребления энергии при сепарации газов, позволяет эффективно контролировать выбросы загрязняющих веществ азота и достигать относительно высокой степени конверсии N ₂ .
Технология производства энергии на топливных элементах при газификации угля [22] (Coal-fed Integrated Gasification Fuel Cell, IGFC)	0,58 – 0,65	Уголь напрямую нагревается до легкоионизированного газа, а тепловая энергия напрямую преобразуется в электрический ток. Для непосредственной выработки электроэнергии не требуется механического преобразования, что может сделать использование топлива более эффективным.
* Источники данных, составленные автором.		

1. Улавливание (захват). Во всем процессе CCUS улавливание углерода требует самого высокого энергопотребления и затрат на уровне 60–80% общей стоимости [25, 26]. Технологию улавливания углерода на тепловых угольных электростанциях (ТЭС) можно разделить на улавливание углерода перед сжиганием, горение с обогащением кислородом и улавливание углерода после сжигания [27]. При этом улавливание после

сжигания топлива — наиболее распространенная в отрасли технология улавливания углерода, применимая практически на всех угольных электростанциях. Она требует лишь установки улавливающего оборудования после хвостовой части дымовой трубы котла для улавливания CO₂ в дымовых газах, отводимых при сжигании топлива.

2. Транспортировка. В настоящее время основные виды транспортировки

Таблица 7

Китайские проекты CCS/CCUS на угольных электростанциях^{14*}
Chinese CCS/CCUS projects in coal-fired power plants

Названия проектов	Мощность улавливания (тыс. Т·а-1)	Назначение CO ₂	Год реализации	Результат проекта
Huaneng Group Шанхай Шидункоу Демонстрационный проект захвата	120	Использование в пищевых и промышленных целях	2009	Проект работает уже более 10 лет и является рекордсменом по продолжительности работы в мире
Проект CCUS Тяньцзиньской электростанции Бэйтан	20	Использование углекислого газа в пищевых целях	2012	Используется на проектную мощность
Демонстрация использования и хранения улавливаемой электроэнергии на электростанции Huaneng Green Coal Power IGCC	60–100	EOR	2016	Используется на проектную мощность, степень улавливания углекислого газа достигает более 90%
Проект CCUS на электростанции Хайфэн ¹⁵	20	Использование в пищевых и промышленных целях	2019	Используется на проектную мощность
Проект CCUS электростанции National Energy Jinjie ¹⁶	150	EOR	2021	Производство жидких продуктов промышленного качества чистотой 99,5%
Проект CCUS Национальной энергетической группы Тайчжоу электростанции	500	Использование в пищевых и промышленных целях	06.2023	Степень улавливания диоксида углерода превышает 90%, а чистота полученного сухого диоксида углерода превышает 99,99%
Проект CCUS на нефтяном месторождении Цилу-Нефтехимик-Шэнли	1000	EOR	07.2023	Чистота восстановленной жидкой углекислоты достигает более 99%
Проект CCUS на Хуанэн Лундун ¹⁷	1500	EOR	09.2023	Степень улавливания превышает 90%, а чистота углекислого газа превышает 99,5%

* Источники данных, составленные автором.

¹⁴ Карта распространения проектов по улавливанию углекислого газа по всей стране.

¹⁵ Предложения по применению технологии CCUS в контексте контроля выбросов углекислого газа.

¹⁶ История развития и текущая ситуация CCUS в стране и за рубежом.

¹⁷ Официально началось строительство крупнейшего в мире проекта по улавливанию углекислого газа на угольной энергетике с наименьшим потреблением энергии.

CO₂ включают трубопроводный (наземные и морские трубопроводы) и резервуарный транспорт (судовые, железнодорожные и автоцистерны). Автоцистерны являются основным видом транспорта CO₂ в Китае [28]. Трубопроводный транспорт предпочтителен вследствие низкой стоимости и больших возможностей транспортировки на средние и малые расстояния. В последнее время транспортировка углекислого газа цистернами востребована из-за низких инвестиционных затрат.

3. Хранение. По месту расположения хранилища CO₂ делятся на геологические и океанические [29]. Емкость геологических хранилищ значительно превышает емкость морских бассейнов [30]. Береговые системы CCS в соленых водоносных горизонтах являются предпочтительным вариантом, и более 448 Гт CO₂ можно хранить в наиболее перспективных бассейнах (51×104 км²) в Китае [31].

4. Использование. В соответствии с различными способами применения возможны геологическое, химическое и биологическое использование [32]. Геологическое использование представляет собой закачку CO₂ для производства или улучшения ценных продуктов, например, добыча нефти с применением углекислого газа, секвестрация углекислого газа и извлечение воды [33]. Химическая утилизация предполагает химическую конверсию CO₂ и других веществ с получением химических продуктов, таких как неорганические продукты (кальцинированная сода, пищевая сода, мочевины, салициловая кислота и т.д.) и органические продукты (синтез-газ, низкоуглеродистые углеводороды, специальные катализаторы и т.д.) [34]. Биологическое использование основано на фотосинтезе растений для улавливания и фиксации углекислого газа, например микроводоросли [35].

4.2. Основные проекты CCUS в Китае

В Китае реализованы демонстрационные проекты CCUS, хотя их число невелико, а затраты высоки [36]. Количество и масштабы проектов CCUS в Китае растут, при этом недостаточно проектов с полной интеграцией процессов, крупномасштабными и очевидными экономическими выгодами. Некоторые из проектов CCS/CCUS в Китае по строительству угольных электростанций за последние годы показаны в табл. 7 (см. с. 119).

Помимо улавливания углекислого газа, утилизация включает ряд направлений: CO₂-EOR (повышение нефтеотдачи пластов) [37], использование в пищевой промышленности (охлаждение, стерилизация, консервация и т.д.), использование в промышленности (удобрения, пожаротушение, промышленное сырье, искусственные осадки и т.д.).

4.3. Проблемы внедрения технологии CCUS в Китае

4.3.1. Высокие затраты на строительство, эксплуатацию и техническое обслуживание установок CCUS в угольной энергетике

В современных технологических условиях стоимость строительства и эксплуатации проектов CCUS высока: эффективность выработки электроэнергии угольных электростанций, оснащенных установками CCUS, снизится на 20–30%, а стоимость производства электроэнергии увеличится примерно на 60%. После внедрения установок CCUS эксплуатационные расходы на каждую тонну улавливаемого углекислого газа вырастут на 140–600 юаней, до 2300 юаней/т. При этом в 2022 г. в Китае средняя рыночная цена углерода составила всего 55 юаней/т [38].

4.3.2. *Несовершенное нормативное регулирование CCUS*

Хотя технология CCUS применяется в целях энергосбережения, сокращения выбросов и переходу к экологически чистой энергетике, в Китае нет специального законодательства по CCUS. Анализ показал, что государство поощряет развитие CCUS, но в основном фокусируется на макроэкономическом регулировании и не оказывает конкретной финансовой и налоговой поддержки для развития проектов CCUS. Доступность транспортно-логистической инфраструктуры влияет на эффективность проектных систем [39]. Помимо этого отсутствуют соответствующие законы и нормы в отношении выбора площадки, строительства, эксплуатации и геологического использования демонстрационных проектов, закрытия хранилищ, а также оценки и мониторинга экологических рисков после закрытия. Например, «Технические рекомендации по оценке экологических рисков при улавливании, использовании и хранении углекислого газа (испытания)» 2016 г. содержат спецификации и рекомендации по экологической оценке проектов CCUS; «Стандарты проектирования систем улавливания и очистки углекислого газа в дымовых газах» 2018 г. в

настоящее время являются единственным техническим стандартным документом в Китае. Таким образом, не существует специального законодательства, устанавливающего правила доступа, строительства, эксплуатации, надзора, прекращения и других аспектов CCUS.

4.3.3. *Высокие риски воздействия на окружающую среду в случае инцидентов и аварий*

Поскольку CCUS улавливает жидкий CO₂ при высокой концентрации и высоком давлении, то существуют риски утечки во время транспортировки, закачки и хранения. Должны применяться эффективные планы экологического мониторинга, предотвращения и контроля рисков на различных этапах внедрения технологии CCUS.

4.4. *Экономическая оценка интегрированных проектов IGCC+CCUS с учетом мер государственной поддержки*

4.4.1. *Оценка затрат на процессы CCUS при угольной генерации*

В табл. 8 представлены эксплуатационные затраты по основным процессам (сбор, транспортировка, хранение и использование) проектов CCUS.

Таблица 8

Затраты по технологическим процессам CCUS при угольной генерации в Китае с 2025 по 2060 гг. [40]

Costs of CCUS technological processes for coal-fired generation in China from 2025 to 2060

Показатели затрат по основным процессам		2025	2030	2040	2050	2060
Стоимость улавливания (юань/т)	перед сжиганием	100–180	90–130	50–70	30–50	20–40
	после сжигания	230–310	190–280	100–180	80–150	70–120
	сжигание с обогащением кислородом	300–480	160–390	110–230	90–150	80–130
Стоимость перевозки (юань/т·км)	перевозка автоцистернами	0,9–1,4	0,8–1,3	0,6–1,1	0,5–1,1	0,5–1
	трубопроводный транспорт	0,8	0,7	0,5	0,45	0,4
Стоимость хранения (юань/т)		50–60	40–50	30–35	25–30	20–25

* Источник данных цитируется из Ху У. и др. [1].

Предполагается, что к 2030 г. стоимость улавливания CO₂ составит от 90 до 390 юаней/т в зависимости от технологии, к 2060 г. — от 20 до 130 юаней/т; трубопроводный транспорт CO₂ станет основным видом транспортировки для крупномасштабных проектов в будущем, с затратами 0,7 и 0,4 юаня/(т·км), соответственно. Стоимость хранения CO₂ в 2030 г. составит 40–50 юаней/т, в 2060 г. — 20–25 юаней/т.

Эти удельные затраты могут быть учтены при экономической оценке проекта IGCC с учетом CCUS. Для прямой оценки затрат следует разработать интегрированный демонстрационный проект CCUS, включая оптимизацию трубопроводной сети, разработку механизмов распределения доходов, ответственности и рисков между заинтересованными сторонами (государственно-частного партнерства), формирование финансовой модели и ЦДС.

Косвенная оценка затрат может быть выполнена с учетом увеличения затрат на генерацию электроэнергии на 60%, что приводит к увеличению *LCOE* без налогов и платы за кредит до 0,96 юань/кВт·ч. Соответственно, должны быть пересмотрены тарифы на электроэнергию, предоставлены налоговые льготы, льготные кредиты либо иные формы государственной поддержки в ГЧП¹⁸.

4.4.2. Разработка государственных мер поддержки и стимулирования

Будучи регулятором ресурсов и рынков, государство может использовать политику для балансировки рыночной экономики [41]. Последовательная и экономически обоснованная политика стимулирования проектов CCUS включает финансирование, налогообложение, налоговые стимулы (налоговые льготы, капитальные субсидии, кредиты под

низкие проценты и т.д.), стимулирование ценообразования и субсидий (преференциальная политика, цены на электроэнергию, субсидии на продукцию или квоты, подходящие для модернизации угольных электростанций с учетом CCUS), разработку сертификатов по сокращению выбросов в рамках проекта CCUS и т.д., что будет поощрять к участию угольные энергетические компании [42].

4.4.3. Обеспечение безопасности хранения углекислого газа и снижение экологических рисков

Особое внимание следует уделить оценке промышленной безопасности и экологического риска технологий хранения углекислого газа, что требует развития и совершенствования нормативно-правового регулирования и стандартизации в целях безопасности и экологической устойчивости хранения углекислого газа [43]. Предприятия могут использовать алгоритмы искусственного интеллекта для эффективного выявления, мониторинга, оценки и предотвращения рисков и использовать ресурсосберегающие и безопасные технологии добычи полезных ископаемых для создания полнофункционального, интегрированного и крупномасштабного демонстрационного проекта CCUS [44, 45].

Заключение

Китай добился значительных успехов в области эффективного сжигания угля и экологически чистой угольной энергетики, обладая к настоящему времени самыми продвинутыми технологиями в мире. К ним относятся: чистые технологии прямого сжигания угля и технологии переработки угля в чистое топливо. Наиболее распространенными и эффективными технологиями являют-

¹⁸ Годовой отчет по улавливанию и хранению углерода в Китае (2023 г.).

ся технология выработки сверхкритической (SC) и ультрасверхкритической электроэнергии (USC), технология выработки электроэнергии с циркулирующим псевдооживленным слоем (CFB) и технология комплексной газификации угля в комбинированном цикле выработки электроэнергии (IGCC). Анализ показал, что по основным технико-экономическим параметрам наилучшие показатели имеют технологии 700 °C USC и IGCC; худшие — технологии SC и CFB; показатели технологии USC, как правило, умеренны и достаточно стабильны.

Выполнена экономическая оценка проекта электростанции комбинированного цикла с комплексной газификацией угля в Китае (Huaneng Tianjin IGCC) по показателю *LCOE*, проведен сравнительный анализ полученных значений с другими чистыми угольными технологиями и обоснована экономическая целесообразность применения технологии IGCC. Технология IGCC использу-

ет технологию улавливания CO₂ перед сжиганием в процессе CCUS для хранения CO₂ или использования для заводнения нефтяных месторождений.

Поэтому строительство и ввод в эксплуатацию проекта IGCC позволяет более экономически эффективно использовать топливные ресурсы, способствует энергосбережению и достижению практически нулевых выбросов CO₂.

Обосновано, что технология CCUS является незаменимой мерой для достижения углеродной нейтральности и имеет большое значение для качественного экономического и социального развития. Обобщены основные проблемы реализации технологий CCUS в проектах чистой угольной генерации, включая высокую стоимость строительства и эксплуатации установок, несовершенство нормативного регулирования, а также риски для экологической безопасности. Сформулированы основные предложения в отношении политики стимулирования со стороны правительства.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Xu Y., Wang K., Pei J. The economics of clean coal power generation with carbon capture and storage technology in China // *Clean Technologies and Environmental Policy*. 2023, vol. 25, no. 7, pp. 1–19. DOI: 10.1007/s10098-023-02531-1.

2. Zhang B., Wang S., Wang D., Wang Q., Yang X., Tong R. Air quality changes in China 2013–2020: Effectiveness of clean coal technology policies // *Journal of Cleaner Production*. 2022, vol. 366, article 132961. DOI: 10.1016/j.jclepro.2022.132961.

3. Wang G., Xu Y., Ren H. Intelligent and ecological coal mining as well as clean utilization technology in China: Review and prospects // *International Journal of Mining Science and Technology*. 2019, vol. 29, no. 2, pp. 161–169. DOI: 10.1016/j.ijmst.2018.06.005.

4. Marinina O., Kirsanova N., Nevskaya M. Circular economy models in industry: Developing a conceptual framework // *Energies*. 2022, vol. 15, no. 24, article 9376. DOI: 10.3390/en15249376.

5. Zhang L., Ponomarenko T. Directions for sustainable development of china's coal industry in the post-epidemic era // *Sustainability*. 2023, vol. 15, no. 8, article 6518. DOI: 10.3390/su15086518.

6. Zhao L. T., Liu Z. T., Cheng L. How will China's coal industry develop in the future. A quantitative analysis with policy implications // *Energy*. 2021, vol. 235, article 121406. DOI: 10.1016/j.energy.2021.121406.

7. Wang X., Du L. Study on carbon capture and storage (CCS) investment decision-making based on real options for China's coal-fired power plants // *Journal of Cleaner Production*. 2016, vol. 112, pp. 4123–4131. DOI: 10.1016/j.jclepro.2015.07.112.

8. Leyzerovich A. S. Development of China's coal-fired power plants in the coming years // *Power Technology and Engineering*. 2021, vol. 55, no. 4, pp. 562–567. DOI: 10.1007/s10749-021-01398-w.

9. *Lyu J., Yang H., Ling W., Nie L., Yue G., Li R., Chen Y., Wang S.* Development of a supercritical and an ultra-supercritical circulating fluidized bed boiler // *Frontiers in Energy*. 2019, vol. 13, pp. 114–119. DOI: 10.1007/s11708-017-0512-4.

10. *Zhang H., Lyu J., Yue G.* A review on research and development of CFB combustion technology in China // *Powder Technology*. 2022, article 118090. DOI: 10.1016/j.powtec.2022.118090.

11. *Chyou Y. P., Chiu H. M., Chen P. C., Chien H. Y., Wang T.* Coal-derived synthetic natural gas as an alternative energy carrier for application to produce power – comparison of integrated vs. non-integrated processes // *Energy*. 2023, vol. 282, article 128958. DOI: 10.1016/j.energy.2023.128958.

12. *Nevskaya M. A., Raikhlin S. M., Vinogradova V. V., Belyaev V. V., Khaikin M. M.* A study of factors affecting national energy efficiency // *Energies*. 2023, vol. 16, no. 13, article 5170. DOI:10.3390/en16135170.

13. *Aldersey-Williams J., Broadbent I. D., Strachan P. A.* Better estimates of LCOE from audited accounts. A new methodology with examples from United Kingdom offshore wind and CCGT // *Energy Policy*. 2019, vol. 128, pp. 25–35. DOI: 10.1016/j.enpol.2018.12.044.

14. *Dmitrieva D., Chanysheva A., Solovyova V. A.* Conceptual model for the sustainable development of the Arctic's mineral resources considering current global trends: Future scenarios, key actors, and recommendations // *Resources*. 2023, vol. 12, no. 6, article 63. DOI: 10.3390/resources12060063.

15. 杨云霞,牛海峰,李永迎,刘静静,许昌.平准化度电成本是不同发电技术经济性评价的通用参数.能源研究与利用, 20213, vol. 5, no. 6. DOI:10.3969/j.issn.1001-5523.2021.05.009.

16. *Xia C., Ye B., Jiang J., Shu Y.* Prospect of near-zero-emission IGCC power plants to decarbonize coal-fired power generation in China: Implications from the GreenGen project // *Journal of Cleaner Production*. 2020, vol. 271, article 122615. DOI: 10.1016/j.jclepro.2020.122615.

17. *Pettinau A., Ferrara F., Tola V., Cau G.* Techno-economic comparison between different technologies for CO₂-free power generation from coal // *Applied Energy*. 2017, vol. 193, pp. 426–439. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.02.056.

18. *Xu Y., Yang K., Zhou J., Zhao G.* Coal-biomass co-firing power generation technology: Current status, challenges and policy implications // *Sustainability*. 2020, vol. 12, no. 9, article 3692. DOI: 10.3390/su12093692.

19. *Ali B.* The cost of conserved water for coal power generation with carbon capture and storage in Alberta, Canada // *Energy Conversion and Management*. 2018, vol. 158, pp. 387–399. DOI: 10.1016/j.enconman.2017.12.075.

20. *Chen Z., Zhou Q., Zhang Y., Zhang X.* Energy, exergy and economic (3E) evaluations of a novel power generation system combining supercritical water gasification of coal with chemical heat recovery // *Energy Conversion and Management*. 2023, vol. 276, article 116531. DOI: 10.1016/j.enconman.2022.116531.

21. *Farajollahi H., Hossainpour S.* Macroscopic model-based design and techno-economic assessment of a 300 MWh in-situ gasification chemical looping combustion plant for power generation and CO₂ capture // *Fuel Processing Technology*. 2022, vol. 231, article 107244. DOI: 10.1016/j.fuproc.2022.107244.

22. *Lanzini A., Kreutz T. G., Martelli E., Santarelli M.* Techno-economic analysis of integrated gasification fuel cell power plants capturing CO₂ // *Turbo Expo: Power for Land, Sea, and Air*. American Society of Mechanical Engineers. 2012, vol. 44694, pp. 337–347. DOI: 10.1115/GT2012-69579.


23. *Yang L., Wei N., Lv H., Zhang X.* Optimal deployment for carbon capture enables more than half of China's coal-fired power plant to achieve low-carbon transformation // *Iscience*. 2022, vol. 25, no. 12. DOI: 10.1016/j.isci.2022.105664.

24. *Cherepovitsyn A., Chvileva T., Fedoseev S.* Popularization of carbon capture and storage technology in society: Principles and methods // *International Journal of Environmental Research and Public Health*. 2020, vol. 17, no. 22, article 8368. DOI: 10.3390/ijerph17228368.

25. *Shen M., Tong L., Yin S., Liu C., Wang L., Feng W., Ding Y.* Cryogenic technology progress for CO₂ capture under carbon neutrality goals. A review // *Separation and Purification Technology*. 2022, article 121734. DOI: 10.1016/j.seppur.2022.121734.

26. *Fetisov V., Gonopolsky A. M., Zemenkova M. Y., Andrey S., Davardoost H., Mohammadi A. H., Riazi M.* On the integration of CO₂ capture technologies for an oil refinery // *Energies*. 2023, vol. 16, no. 2, article 865. DOI: 10.3390/en16020865.

27. *Tsvetkov P.* Engagement of resource-based economies in the fight against rising carbon emissions // *Energy Reports*. 2022, vol. 8, pp. 874–883. DOI: 10.1016/j.egyr.2022.05.259.

28. Yao J., Han H., Yang Y., Song Y., Li G. A review of recent progress of carbon capture, utilization, and storage (CCUS) in China // *Applied Sciences*. 2023, vol. 13, no. 2, article 1169. DOI: 10.3390/app13021169.
29. Lau H. C., Ramakrishna S., Zhang K., Radhamani A. V. The role of carbon capture and storage in the energy transition // *Energy & Fuels*. 2021, vol. 35, no. 9, pp. 7364–7386. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.1c00032.
30. Huang W., Li Y., Chen P. China's CO₂ pipeline development strategy under carbon neutrality // *Natural Gas Industry B*. 2023, vol. 10, no. 5, pp. 502–510. DOI: 10.1016/j.engb.2023.09.008.
31. Zhong Z., Chen Y., Fu M., Li M., Yang K., Zeng L., Liang J., Ma R., Xie Q. Role of CO₂ geological storage in China's pledge to carbon peak by 2030 and carbon neutrality by 2060 // *Energy*. 2023, vol. 272, article 127165. DOI: 10.1016/j.energy.2023.127165.
32. Fu L., Ren Z., Si W., Ma Q., Huang W., Liao K., Huang Z., Wa Y., Li J., Xu P. Research progress on CO₂ capture and utilization technology // *Journal of CO₂ Utilization*. 2022, vol. 66, article 102260. DOI: 10.1016/j.jcou.2022.102260.
33. Tsvetkov P., Cherepovitsyn A., Fedoseev S. Public perception of carbon capture and storage. A state-of-the-art overview // *Heliyon*. 2019, vol. 5, no. 12. DOI: 10.1016/j.heliyon.2019.e02845.
34. Wang H., Liu Y., Laaksonen A., Krook-Riekkola A., Yang Z., Lu X., Ji X. Carbon recycling – An immense resource and key to a smart climate engineering. A survey of technologies, cost and impurity impact // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2020, vol. 131, article 110010. DOI: 10.1016/j.rser.2020.110010.
35. Bhatia S. K., Bhatia R. K., Jeon J. M., Kumar G., Yang Y. H. Carbon dioxide capture and bio-energy production using biological system – A review // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019, vol. 110, pp. 143–158. DOI: 10.1016/j.rser.2019.04.070.
36. Guo H., Lyu X., Meng E., Xu Y., Zhang M., Fu H., Zhang Y., Song K. CCUS in China: Challenges and opportunities // *SPE Improved Oil Recovery Conference*. OnePetro, 2022. DOI: 10.2118/209468-MS.
37. Romasheva N., Ilinova A. CCS projects: How regulatory framework influences their deployment // *Resources*. 2019, vol. 8, no. 4, article 181. DOI: 10.3390/resources8040181.
38. Cui J., Song F., Jiang Z. Efficiency vs. equity as China's national carbon market meets provincial electricity markets // *China Economic Review*. 2023, vol. 78, article 101915. DOI: 10.1016/j.chieco.2022.101915.
39. Bykova E. N., Khaykin M. M., Shabaeva Y. I., Beloborodova M. D. Development of methodology for economic evaluation of land plots for the extraction and processing of solid minerals // *Записки Горного института*. – 2023. – Т. 259. – С. 52–67. DOI: 10.31897/PMI.2023.6.
40. Liu G., Cai B., Li Q., Zhang X., Ouyang T. China's pathways of CO₂ capture, utilization and storage under carbon neutrality vision 2060 // *Carbon Management*. 2022, vol. 13, no. 1, pp. 435–449. DOI: 10.1080/17583004.2022.2117648.
41. Литвиненко В. С., Петров Е. И., Василевская Д. В., Яковенко А. В., Наумов И. А., Ратников М. А. Оценка роли государства в управлении минеральными ресурсами // *Записки Горного института*. – 2023. – Т. 259. – С. 95–111. DOI: 10.31897/pmi.2022.100.
42. Череповицын А. Е., Ильинова А. А., Евсеева О. О. Управление стейкхолдерами проектов секвестрации углекислого газа в системе государство – бизнес – общество // *Записки Горного института*. – 2019. – Т. 240. – С. 731–742. DOI: 10.31897/pmi.2019.6.731.
43. Wilberforce T., Olabi A. G., Sayed E. T., Elsaid K., Abdelkareem M. A. Progress in carbon capture technologies // *Science of The Total Environment*. 2021, vol. 761, article 143203. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2020.143203.
44. Liu Z., Zhao X., Tan J., Tian H. Model and simulation of engineering safety risk control based on artificial intelligence algorithm // *International Transactions on Electrical Energy Systems*. 2022, vol. 2022. DOI: 10.1155/2022/3204317.
45. Зубов В. П., Ли Юньпэн Слойная система разработки мощных пологих угольных пластов на шахтах Китая: проблемные вопросы, направления совершенствования // *Горный информационно-аналитический бюллетень*. – 2023. – № 7. – С. 37–51. DOI: 10.25018/0236_1493_2023_7_0_37. 

REFERENCES

1. Xu Y., Wang K., Pei J. The economics of clean coal power generation with carbon capture and storage technology in China. *Clean Technologies and Environmental Policy*. 2023, vol. 25, no. 7, pp. 1–19. DOI: 10.1007/s10098-023-02531-1.

2. Zhang B., Wang S., Wang D., Wang Q., Yang X., Tong R. Air quality changes in China 2013–2020: Effectiveness of clean coal technology policies. *Journal of Cleaner Production*. 2022, vol. 366, article 132961. DOI: 10.1016/j.jclepro.2022.132961.
3. Wang G., Xu Y., Ren H. Intelligent and ecological coal mining as well as clean utilization technology in China: Review and prospects. *International Journal of Mining Science and Technology*. 2019, vol. 29, no. 2, pp. 161–169. DOI: 10.1016/j.ijmst.2018.06.005.
4. Marinina O., Kirsanova N., Nevskaya M. Circular economy models in industry: Developing a conceptual framework. *Energies*. 2022, vol. 15, no. 24, article 9376. DOI: 10.3390/en15249376.
5. Zhang L., Ponomarenko T. Directions for sustainable development of china's coal industry in the post-epidemic era. *Sustainability*. 2023, vol. 15, no. 8, article 6518. DOI: 10.3390/su15086518.
6. Zhao L. T., Liu Z. T., Cheng L. How will China's coal industry develop in the future. A quantitative analysis with policy implications. *Energy*. 2021, vol. 235, article 121406. DOI: 10.1016/j.energy.2021.121406.
7. Wang X., Du L. Study on carbon capture and storage (CCS) investment decision-making based on real options for China's coal-fired power plants. *Journal of Cleaner Production*. 2016, vol. 112, pp. 4123–4131. DOI: 10.1016/j.jclepro.2015.07.112.
8. Leyzerovich A. S. Development of China's coal-fired power plants in the coming years. *Power Technology and Engineering*. 2021, vol. 55, no. 4, pp. 562–567. DOI: 10.1007/s10749-021-01398-w.
9. Lyu J., Yang H., Ling W., Nie L., Yue G., Li R., Chen Y., Wang S. Development of a supercritical and an ultra-supercritical circulating fluidized bed boiler. *Frontiers in Energy*. 2019, vol. 13, pp. 114–119. DOI: 10.1007/s11708-017-0512-4.
10. Zhang H., Lyu J., Yue G. A review on research and development of CFB combustion technology in China. *Powder Technology*. 2022, article 118090. DOI: 10.1016/j.powtec.2022.118090.
11. Chyou Y. P., Chiu H. M., Chen P. C., Chien H. Y., Wang T. Coal-derived synthetic natural gas as an alternative energy carrier for application to produce power – comparison of integrated vs. non-integrated processes. *Energy*. 2023, vol. 282, article 128958. DOI: 10.1016/j.energy.2023.128958.
12. Nevskaya M. A., Raikhlin S. M., Vinogradova V. V., Belyaev V. V., Khaikin M. M. A study of factors affecting national energy efficiency. *Energies*. 2023, vol. 16, no. 13, article 5170. DOI:10.3390/en16135170.
13. Aldersey-Williams J., Broadbent I. D., Strachan P. A. Better estimates of LCOE from audited accounts. A new methodology with examples from United Kingdom offshore wind and CCGT. *Energy Policy*. 2019, vol. 128, pp. 25–35. DOI: 10.1016/j.enpol.2018.12.044.
14. Dmitrieva D., Chanysheva A., Solovyova V. A. Conceptual model for the sustainable development of the Arctic's mineral resources considering current global trends: Future scenarios, key actors, and recommendations. *Resources*. 2023, vol. 12, no. 6, article 63. DOI: 10.3390/resources12060063.
15. Yang Yunxia, Niu Haifeng, Li Yongying, Liu Jingjing, Xuchang. Levelized cost of electricity is a common parameter for the economic evaluation of different power generation technologies. *Energy Research and Utilization*. 2021, vol. 5, no. 6. DOI:10.3969/j.issn.1001-5523.2021.05.009.
16. Xia C., Ye B., Jiang J., Shu Y. Prospect of near-zero-emission IGCC power plants to decarbonize coal-fired power generation in China: Implications from the GreenGen project. *Journal of Cleaner Production*. 2020, vol. 271, article 122615. DOI: 10.1016/j.jclepro.2020.122615.
17. Pettinau A., Ferrara F., Tola V., Cau G. Techno-economic comparison between different technologies for CO₂-free power generation from coal. *Applied Energy*. 2017, vol. 193, pp. 426–439. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.02.056.
18. Xu Y., Yang K., Zhou J., Zhao G. Coal-biomass co-firing power generation technology: Current status, challenges and policy implications. *Sustainability*. 2020, vol. 12, no. 9, article 3692. DOI: 10.3390/su12093692.
19. Ali B. The cost of conserved water for coal power generation with carbon capture and storage in Alberta, Canada. *Energy Conversion and Management*. 2018, vol. 158, pp. 387–399. DOI: 10.1016/j.enconman.2017.12.075.
20. Chen Z., Zhou Q., Zhang Y., Zhang X. Energy, exergy and economic (3E) evaluations of a novel power generation system combining supercritical water gasification of coal with chemical heat recovery. *Energy Conversion and Management*. 2023, vol. 276, article 116531. DOI: 10.1016/j.enconman.2022.116531.
21. Farajollahi H., Hossainpour S. Macroscopic model-based design and techno-economic assessment of a 300 MWth in-situ gasification chemical looping combustion plant for power genera-

tion and CO₂ capture. *Fuel Processing Technology*. 2022, vol. 231, article 107244. DOI: 10.1016/j.fuproc.2022.107244.

22. Lanzini A., Kreutz T. G., Martelli E., Santarelli M. Techno-economic analysis of integrated gasification fuel cell power plants capturing CO₂. *Turbo Expo: Power for Land, Sea, and Air. American Society of Mechanical Engineers*. 2012, vol. 44694, pp. 337 – 347. DOI: 10.1115/GT2012-69579.

23. Yang L., Wei N., Lv H., Zhang X. Optimal deployment for carbon capture enables more than half of China's coal-fired power plant to achieve low-carbon transformation. *Iscience*. 2022, vol. 25, no. 12. DOI: 10.1016/j.isci.2022.105664.

24. Cherepovitsyn A., Chvileva T., Fedoseev S. Popularization of carbon capture and storage technology in society: Principles and methods. *International Journal of Environmental Research and Public Health*. 2020, vol. 17, no. 22, article 8368. DOI: 10.3390/ijerph17228368.

25. Shen M., Tong L., Yin S., Liu C., Wang L., Feng W., Ding Y. Cryogenic technology progress for CO₂ capture under carbon neutrality goals. A review. *Separation and Purification Technology*. 2022, article 121734. DOI: 10.1016/j.seppur.2022.121734.

26. Fetisov V., Gonopolsky A. M., Zemenkova M. Y., Andrey S., Davardoost H., Mohammadi A. H., Riazi M. On the integration of CO₂ capture technologies for an oil refinery. *Energies*. 2023, vol. 16, no. 2, article 865. DOI: 10.3390/en16020865.

27. Tsvetkov P. Engagement of resource-based economies in the fight against rising carbon emissions. *Energy Reports*. 2022, vol. 8, pp. 874 – 883. DOI: 10.1016/j.egyr.2022.05.259.

28. Yao J., Han H., Yang Y., Song Y., Li G. A review of recent progress of carbon capture, utilization, and storage (CCUS) in China. *Applied Sciences*. 2023, vol. 13, no. 2, article 1169. DOI: 10.3390/app13021169.

29. Lau H. C., Ramakrishna S., Zhang K., Radhamani A. V. The role of carbon capture and storage in the energy transition. *Energy & Fuels*. 2021, vol. 35, no. 9, pp. 7364 – 7386. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.1c00032.

30. Huang W., Li Y., Chen P. China's CO₂ pipeline development strategy under carbon neutrality. *Natural Gas Industry B*. 2023, vol. 10, no. 5, pp. 502 – 510. DOI: 10.1016/j.engb.2023.09.008.

31. Zhong Z., Chen Y., Fu M., Li M., Yang K., Zeng L., Liang J., Ma R., Xie Q. Role of CO₂ geological storage in China's pledge to carbon peak by 2030 and carbon neutrality by 2060. *Energy*. 2023, vol. 272, article 127165. DOI: 10.1016/j.energy.2023.127165.

32. Fu L., Ren Z., Si W., Ma Q., Huang W., Liao K., Huang Z., Wa Y., Li J., Xu P. Research progress on CO₂ capture and utilization technology. *Journal of CO₂ Utilization*. 2022, vol. 66, article 102260. DOI: 10.1016/j.jcou.2022.102260.

33. Tsvetkov P., Cherepovitsyn A., Fedoseev S. Public perception of carbon capture and storage. A state-of-the-art overview. *Heliyon*. 2019, vol. 5, no. 12. DOI: 10.1016/j.heliyon.2019.e02845.

34. Wang H., Liu Y., Laaksonen A., Krook-Riekkola A., Yang Z., Lu X., Ji X. Carbon recycling – An immense resource and key to a smart climate engineering. A survey of technologies, cost and impurity impact. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2020, vol. 131, article 110010. DOI: 10.1016/j.rser.2020.110010.

35. Bhatia S. K., Bhatia R. K., Jeon J. M., Kumar G., Yang Y. H. Carbon dioxide capture and bio-energy production using biological system – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2019, vol. 110, pp. 143 – 158. DOI: 10.1016/j.rser.2019.04.070.

36. Guo H., Lyu X., Meng E., Xu Y., Zhang M., Fu H., Zhang Y., Song K. CCUS in China: Challenges and opportunities. *SPE Improved Oil Recovery Conference. OnePetro*, 2022. DOI: 10.2118/209468-MS.

37. Romasheva N., Ilinova A. CCS projects: How regulatory framework influences their deployment. *Resources*. 2019, vol. 8, no. 4, article 181. DOI: 10.3390/resources8040181.

38. Cui J., Song F., Jiang Z. Efficiency vs. equity as China's national carbon market meets provincial electricity markets. *China Economic Review*. 2023, vol. 78, article 101915. DOI: 10.1016/j.chieco.2022.101915.

39. Bykova E. N., Khaykin M. M., Shabaeva Y. I., Beloborodova M. D. Development of methodology for economic evaluation of land plots for the extraction and processing of solid minerals. *Journal of Mining Institute*. 2023, vol. 259, pp. 52 – 67. DOI: 10.31897/PMI.2023.6.

40. Liu G., Cai B., Li Q., Zhang X., Ouyang T. China's pathways of CO₂ capture, utilization and storage under carbon neutrality vision 2060. *Carbon Management*. 2022, vol. 13, no. 1, pp. 435 – 449. DOI: 10.1080/17583004.2022.2117648.

41. Litvinenko V. S., Petrov E. I., Vasilevskaya D. V., Yakovenko A. V., Naumov I. A., Ratnikov M. A. Assessment of the role of the state in the management of mineral resources. *Journal of Mining Institute*. 2023, vol. 259, pp. 95 – 111. [In Russ]. DOI: 10.31897/pmi.2022.100.

42. Cherepovitsyn A. E., Ilinova A. A., & Evseeva O. O. Stakeholders' management of carbon sequestration project in the state – business – society system. *Journal of Mining Institute*. 2019, vol. 240, pp. 731 – 742. [In Russ]. DOI: 10.31897/pmi.2019.6.731.

43. Wilberforce T., Olabi A. G., Sayed E. T., Elsaid K., Abdelkareem M. A. Progress in carbon capture technologies. *Science of The Total Environment*. 2021, vol. 761, article 143203. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2020.143203.

44. Liu Z., Zhao X., Tan J., Tian H. Model and simulation of engineering safety risk control based on artificial intelligence algorithm. *International Transactions on Electrical Energy Systems*. 2022, vol. 2022. DOI: 10.1155/2022/3204317.

45. Zubov V. P., Li Yunpeng, Slicing mining of thick gently dipping coal in China: Problems and improvement. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2023, no. 7, pp. 37 – 51. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236_1493_2023_7_0_37.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Лицзюань Чжан¹ – аспирант,

e-mail: s215002@stud.spmi.ru,

ORCID ID: 0000-0002-3787-3871,

Пonomаренко Татьяна Владимировна¹ – д-р экон. наук,

профессор, e-mail: ponomarenko_tv@pers.spmi.ru,

ORCID ID: 0000-0001-5047-2880,

Сидоров Дмитрий Владимирович – д-р техн. наук,

ООО «Полигор», e-mail: mail@polygor.com,

ORCID ID: 0000-0001-5047-2880,

¹ Санкт-Петербургский горный университет

императрицы Екатерины II.

Для контактов: Лицзюань Чжан, e-mail: s215002@stud.spmi.ru.

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Lijuan Zhang¹, Graduate Student,

e-mail: s215002@stud.spmi.ru,

ORCID ID: 0000-0002-3787-3871,

T.V. Ponomarenko¹, Dr. Sci. (Econ.),

e-mail: ponomarenko_tv@pers.spmi.ru,

ORCID ID: 0000-0001-5047-2880,

D.V. Sidorov, Dr. Sci. (Eng.),

LLC Polygor, Saint-Petersburg, Russia,

e-mail: mail@polygor.com,

ORCID ID: 0000-0001-5047-2880,

¹ Empress Catherine II Saint-Petersburg Mining University,

199106, Saint-Petersburg, Russia.

Corresponding author: Lijuan Zhang, e-mail: s215002@stud.spmi.ru.

Получена редакцией 10.11.2023; получена после рецензии 06.12.2023; принята к печати 10.01.2024.

Received by the editors 10.11.2023; received after the review 06.12.2023; accepted for printing 10.01.2024.

