

ЭКОНОМИКА ТОПЛИВНО- ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

ECONOMY OF THE FUEL AND ENERGY COMPLEX

Экономические системы. 2023. Том 16, № 1 (60). С. 109–120.
Economic Systems. 2023;16(1(60)):109-120.

Научная статья
УДК 622.33

5.2.3 – Региональная и отраслевая экономика

DOI 10.29030/2309-2076-2023-16-1-109-120

Комплексный подход к обеспечению снижения риска взрывов голубого топлива на угольных шахтах с одновременной добычей угольного метана

Денис Леонидович Палеев^{1✉}, Сергей Булатович Зайнуллин²

^{1,2} Российский университет дружбы народов, Москва, Россия

¹ paleev-dl@rudn.ru

² zaynullin-sb@rudn.ru ORCID ID: 0000-0001-9818-4706, SPIN code: 7360-8675

Аннотация. Взрывы метана на угольных шахтах являются наиболее опасным видом аварии, они часто приводят к серьезным разрушениям и жертвам среди работников. Основное средство обеспечения безопасности – своевременная дегазация шахт и угольных пластов, что требует специального оборудования, финансовых и временных затрат. Отводящая газовоздушная смесь выбрасывается в атмосферу или сжигается, однако наиболее целесообразным способом утилизации является ее использование в качестве топлива для котлов, турбин и иных устройств. В России полезно используется около 7% шахтного метана. В статье рассматриваются проблемы реализации таких проектов, анализируются зарубежный опыт и инструменты достижения рентабельности инвестиций в проекты использования угольного метана.

Ключевые слова: ТЭК, дегазация, вентиляция, уголь, шахта, аварии, взрывы, импортозамещение, газовоздушная смесь

Для цитирования: Палеев Д.Л., Зайнуллин С.Б. Комплексный подход к обеспечению снижения риска взрывов голубого топлива на угольных шахтах с одновременной добычей угольного метана // Экономические системы. 2023. Том 16, № 1 (60). С. 109–120. DOI 10.29030/2309-2076-2023-16-1-109-120.

© Палеев Д.Л., Зайнуллин С.Б., 2023

Благодарность: статья подготовлена в рамках инициативной научно-исследовательской работы № 061611-0-000 на тему «Комплексное решение для повышения экономической эффективности угольной промышленности как условие укрепления энергетической безопасности России», выполняемой на базе кафедры национальной экономики экономического факультета РУДН.

Original article

An integrated approach to reducing the risk of explosions of blue fuel in coal mines with simultaneous extraction of coal methane

Denis L. Paleev¹, Sergey B. Zainullin²

^{1,2} Peoples' Friendship University of Russia, Moscow, Russia

¹ paleev-dl@rudn.ru

² zainullin-sb@rudn.ru ORCID ID: 0000-0001-9818-4706, SPIN code: 7360-8675

Abstract. Methane explosions in coal mines are the most dangerous type of accident, they often lead to serious destruction and casualties among workers. The main means of ensuring safety is the timely degassing of mines and coal seams, which requires special equipment, financial and time costs. The discharged gas-air mixture is released into the atmosphere or burned, but the most appropriate way of disposal is to use it as fuel for boilers, turbines and other devices. About 7% of mine methane is usefully used in Russia. The article discusses the problems of implementing such projects, analyzes foreign experience and tools for achieving return on investment in coal methane projects.

Keywords: fuel and energy complex, degassing, ventilation, coal, mine, accidents, explosions, import substitution, gas-air mixture

For citation: Paleev D.L., Zainullin S.B. An integrated approach to reducing the risk of explosions of blue fuel in coal mines with simultaneous extraction of coal methane. *Economic Systems*. 2023;16(1(60)):109-120. (In Russ.). DOI 10.29030/2309-2076-2023-16-1-109-120.

Acknowledgments: the article was prepared as part of the initiative research work No. 061611-0-000 on the topic «A comprehensive solution for improving the economic efficiency of the coal industry as a condition for strengthening Russia's energy security», carried out on the basis of the Department of National Economics of the Faculty of Economics of the RUDN.

Введение

Добыча угля шахтным методом всегда связана с высокими рисками, главным из которых является взрыв метана. Взрыв представляет непосредственную угро-

зу жизни работников, приводит к порче оборудования, обрушениям породы, пожарам и задымлению. Полученный материальный ущерб и закрытие шахты на время аварийно-спасательных работ крайне невыгодны владельцам. Для предотвращения аварий необходимо контролировать содержание метана, что достигается постоянной вентиляцией шахт, а также специальными методами дегазации угольных пластов и добытого угля. Эта работа должна проводиться на регулярной основе, она требует использования специального оборудования и его качественного обслуживания.

Основная часть

Считается, что около 67% времени простоя шахт связано с проведением регламентированных мероприятий по обеспечению безопасности [1]. Как следствие, владельцы шахт часто пытаются экономить и нарушают требования техники безопасности. В табл. 1 показаны наиболее крупные аварии на российских угольных шахтах, связанные со взрывом метана, а также аварии на шахтах Донецкого угольного бассейна, который теперь оказался в зоне ответственности России.

Таблица 1

Крупнейшие аварии на угольных шахтах

Дата	Место	Последствия
21.03.2000	Шахта «Комсомолец» (Кемеровская область)	Погибли 12 горноспасателей
16.06.2003	Шахта «Зиминка» (Кемеровская область)	Погибли 12 горняков
10.04.2004	Шахта «Тайжина» в («Южкузбассуголь»)	Погибли 47 горняков
28.09.2004	Шахта «Листвяжная» (Кемеровская область)	Погибли 13 горняков
9.02.2005	Шахта «Есаульская» («Южкузбассуголь»)	Погибли 8 горняков и 15 горноспасателей
20.09.2006	Шахта им. А.Ф. Засядько (Донецк)	Погибли 13, ранены 62 горняка
19.03.2007	Шахта «Ульяновская» («Южкузбассуголь»)	Погибли 110 горняков
24.05.2007	Шахта «Юбилейная» («Южкузбассуголь»)	Погибли 39 горняков
18.11.2007	Шахта им. А.Ф. Засядько (ДНР)	Погиб 101 человек
8.06.2008	Шахта им. Карла Маркса (ДНР).	Погибли 13 человек
8.07.2009	Шахта им. академика А.А. Скочинского (ДНР)	Погибли 13 человек
8–9.05.2010	Шахта «Распадская» (Кемеровская область)	Погибли 91, ранены около 100
29.06.2011	Шахта «Суходольск-Восточная» (ЛНР)	Погибли 28 человек
11.02.2013	Шахта «Воркутинская» («Воркутауголь»)	Погибли 19 горняков
25.02.2016	Шахта «Северная» («Воркутауголь»)	Погибли 30 горняков и 5 горноспасателей
25.04.2019	Шахта «Схидкарбон» (ЛНР)	Погибли 18 человек
25.11.2021	Шахта «Листвяжная» (Кемеровская область)	Погибли 51 горняков, 106 пострадал

Источник: [2, 3].

Как видно из табл. 1, крупные аварии на шахтах происходят регулярно, при этом лишь в случае с шахтой «Тайжина» дело было закрыто «за отсутствием состава преступления», т. е. можно говорить о трагической случайности. В остальных случаях причинами аварий стали нарушения технологии проведения горных работ, халатность или прямое желание руководства экономить на безопасности работников. Это привело к соответствующим оргвыводам, отстранению ответственных лиц от руководства или их тюремному наказанию.

Отдельно стоит сказать о ситуации на шахтах Донецкой и Луганский республик, которые теперь оказались в зоне ответственности России. Там ситуация обстоит еще хуже: оборудование имеет критический износ, инвестиций в системы безопасности не было много лет, многие шахты заброшены и их современное состояние вызывает большие опасения. Почти половина аварий, указанных в табл. 1, произошли в Донецком угольном бассейне. Многие специалисты вообще сомневаются в возможности восстановить промышленную добычу в этих регионах. Сегодня ситуацию спасает лишь резкое снижение объемов работ и закрытие большинства шахт. Следует учесть, что присоединение к России приведет к оттоку большинства оставшихся квалифицированных горняков, следовательно – к жесткому кадровому голоду. В ближайшей перспективе Россия окажется перед сложным выбором между скорейшим восстановлением экономической жизни в новых регионах и необходимостью крупных инвестиций в восстановление шахт и обеспечение их безопасности.

Следует сказать, что с проблемой аварий на шахтах сталкиваются все государства, которые добывают уголь. В статистике аварийности с большим отрывом лидирует Китай, за ним следуют Турция, Индия, Монголия, Пакистан [4]. Несмотря на все усилия, проблему безопасности угледобычи пока полностью решить не удалось, что можно объяснить сочетанием нескольких факторов: социальных, экономических, экологических и технологических.

Ужесточение требований безопасности и усиление контроля со стороны надзорных органов уменьшает вероятность аварии, но не снимает проблему. Соблюдение всех требований безопасности требует значительных инвестиций в покупку и обслуживание оборудования для дегазации, необходимо периодически останавливать работу шахт. Это приводит к снижению прибыли владельцев и заработной платы шахтеров. Отсюда возникает желание сэкономить, сократить простои в работе, что хорошо видно из материалов расследования взрывов на шахтах. Экономия на безопасности в пользу прибыли – неизбежное следствие рыночной экономики, в ней сочетается экономический интерес с низкой социальной ответственностью руководителей перед работниками.

С начала 2000-х гг. в мире начали активно обсуждать второй аспект дегазации шахт – возможность полезного использования отводимого метана. Хотя такие технологии применялись уже с 1970-х гг., массовый интерес к ним возник благодаря активному продвижению в западных странах «зеленой повестки». На долю метана приходится 14% глобальных антропогенных выбросов парниковых газов, а угольные шахты выделяют около 6% всего метана [5]. В итоге уголь стали

рассматривать как наиболее неэкологичный энергоресурс, в мире массово закрывали угольные ТЭЦ, вводили налоги на выбросы парниковых газов и т. д. [6]. В связи с этим возникли многочисленные проекты использования шахтного метана, которые позволяют как минимум избежать экологических штрафов, а в идеале получить дополнительный доход. С принятием закона о сокращении выбросов парниковых газов Россия подключилась к мировым трендам, однако сразу столкнулась с трудностями. В мире угледобычу стали рассматривать как неперспективный вид бизнеса, спрос и цены на уголь стали снижаться. Основным трендом стало именно ликвидация угольной отрасли, соответственно, сократились инвестиции в науку и оборудование.

Россия и другие угледобывающие страны формально соглашались с экологическими требованиями, но не спешили переходить на более экологичные энергоносители. Однако, сохранив добычу и использование угля, Россия в значительной мере утратила компетенции в производстве технологического оборудования. В отличие от более перспективных нефте- и газодобычи здесь утрата производственного потенциала происходила гораздо быстрее. Отсутствие понятных перспектив привело к концентрации внимания менеджмента на текущих вопросах безопасности работ. На экологию и реализацию рискованных проектов использования шахтного метана ресурсов уже не хватило.

Относительно низкий спрос на специализированное горное оборудование делает отечественное производство менее выгодным, и сегодня доля импорта по отрасли в среднем превысила 50%. Важно, что речь идет не об инновационных образцах техники, а о типовом оборудовании для горных работ: проходческих комбайнах, электро- и дизелевозах, бульдозерах, погрузчиках, буровых механизмах и т. д. По ряду позиций доля импорта приближается к 100% [7]. Очевидно, что с началом специальной военной операции на Украине вопрос импортозамещения встал еще острее, особенно учитывая список наших основных поставщиков, в котором такие страны, как Польша, Германия, Украина, США и Чехия [8]. Замена их продукции собственным производством или китайскими аналогами требует времени. В новых условиях приоритет будет у основного технологического оборудования для добычи угля и обеспечения ее безопасности. Проблема экологии и полезного использования шахтного метана будет отложена на неопределенное время, если только не появятся высокоэффективные технологии его переработки и новые меры стимулирования угольщиков, которые принесут гарантированную дополнительную прибыль.

Использование шахтного метана имеет множество технических проблем. Горючие свойства отводимого метана стали использовать еще в 1970-е гг. для работы котельных. Несмотря на очевидную пользу использования метана вместо его сжигания в факелах и загрязнения атмосферы, процессы внедрения подобных технологий шли крайне медленно. Сегодня в России эффективно используется около 7% шахтного метана, хотя в передовых странах этот показатель достигает 50%, а в отдельных случаях – 80% [9].

Метан всегда сопутствует углю, в процессе добычи угля он выходит на поверхность или скапливается в шахтах, смешиваясь с воздухом и угольной пылью. Для безопасной работы персонала шахту постоянно вентилируют, снижая концентрацию метана до 0,5–1%, поэтому отводимая газозвудушная смесь (ГВС) содержит мало метана и ее дальнейшее использование затруднительно. Такие выбросы обычно уходят в атмосферу напрямую или через регенеративный каталитический окислитель, который уже давно используется в качестве оборудования для борьбы с запахами.

В случае применения специальных методов дегазации или скапливания метана в шахте из-за отсутствия вентиляции его концентрация повышается. При концентрации 5–15% ГВС еще не поддерживает устойчивого горения, но в определенных условиях становится взрывоопасной. Гарантированно горючие и взрывоопасные смеси образуются при концентрации свыше 25–30%. Если дегазация проводится исключительно в целях безопасности работы, концентрация метана в ГВС не должна превышать опасный уровень, но практическое использование такой ГВС в качестве топлива невозможно. Такие ГВС используются в качестве дутья в традиционных котельных, чем обеспечивается утилизация метана малой концентрации с некоторым увеличением теплотворности котла.

Непосредственное использование ГВС в качестве топлива требует повышения концентрации метана до опасных 25–30%. В этом случае ГВС можно собрать и применить как энергоноситель. В простейшем варианте ГВС используют в котельных для отопления шахт, рабочих поселков или сушки угля. С повышением концентрации метана теплотворная способность ГВС и сфера ее использования расширяются. Шахтный газ можно использовать для газотурбинных электрогенераторов, в качестве топлива для автомашин, но здесь главная проблема заключается в нестабильном составе ГВС. Сжиженный шахтный газ не обеспечивает стабильной работы двигателей внутреннего сгорания, а затраты на сжижение газа весьма значительны.

При концентрации метана свыше 80% ГВС применяют как сырье для химической промышленности при производстве метанола, ацетилена, сажи, аммиака и других веществ. Переменный и относительно небольшой дебет не позволяет широко использовать газохимию. Химические производства всегда чувствительны к масштабу деятельности, поэтому речь может идти лишь о мобильных предприятиях «малой химии». Сырье для них собирается одновременно с множества скважин и шахт, а после падения дебета метана предприятие переносят на новое месторождение. Все углегазовые проекты очень чувствительны к масштабу, что обусловлено высокими постоянными издержками. Их реализация более выгодна крупным компаниям, которые могут реализовывать их на большом количестве шахт одновременно. Другой вариант – кооперация социализированных компаний с угольными корпорациями.

Как видно из представленных вариантов полезного использования шахтного метана, существует явное противоречие между обеспечением безопасности добычи угля в шахте и получения ГВС с высокой концентрацией метана для дальнейшего

использования. Например, в России 63% метана удаляется обычной вентиляцией, и полученная ГВС не может использоваться в качестве топлива [9]. Решением проблемы является разделение проектов добычи угля и газа. Например, сначала проводится предварительная дегазация угольного пласта за счет бурения скважин вокруг будущей шахты, из которых поступает ГВС с максимальной концентрацией метана, что обеспечивает эффективное использование. С помощью специальных технологий, например плазменно-импульсного воздействия, можно активизировать выход метана и поддерживать дебет скважин в течение нескольких лет. Далее угольная шахта запускается в эксплуатацию, метана в ней будет уже существенно меньше, и его можно будет удалять обычной вентиляцией.

Внедрение специальных методов дегазации, обеспечивающих высокую концентрацию метана, сопряжено с рядом трудностей. Во-первых, владельцу шахты необходимо инвестировать в специальное оборудование и обеспечить его обслуживание. Во-вторых, нужно обеспечить стабильный дебет ГВС, что достигается соединением множества дегазационных шахт в единую сеть, которая обеспечит сбор энергоносителя в промежуточное хранилище. В-третьих, возникает проблема диверсификации угледобывающего предприятия в топливный бизнес или газохимию. Большие риски связаны с привлечением инвестиций в такие проекты. Сложно предсказать заранее дебет и срок службы дегазационных скважин, состав ГВС, эффективность мер активации выхода метана. Следовательно, сложно обосновать срок окупаемости инвестиций. С учетом того, что эффективный выход метана длится относительно недолго и для его добычи нужно бурить новые дегазационные скважины, проекты становятся недопустимо рискованными

Наиболее эффективным способом получения высококонцентрированного метана является предварительная дегазация, которая проводится на стадии подготовки шахты к добыче угля. Это позволяет эффективно использовать ГВС, но замедляет введение новых шахт в эксплуатацию по основному назначению.

Общая структура затрат по проектам использования угольного метана, согласно действующим международным рекомендациям, представлена в табл. 2.

К перечисленному стоит добавить ряд организационных и транзакционных издержек, которые могут составлять 25–30% от общих капитальных затрат.

Как видно, проекты полезного использования метана не являются дополнением к существующей системе обеспечения безопасности. Это отдельный параллельный проект с собственным оборудованием, шахтами, газопроводами, а его реализация должна начаться еще до начала угледобычи. Таким образом, для комплексного использования угольного месторождения должна разрабатываться программа, состоящая как минимум из двух проектов. Учитывая высокую капиталоемкость горных работ, можно ожидать снижения сроков окупаемости такой программы. Пока это не выгодно экономически, владельцев шахт можно только заставить проводить предварительную дегазацию пластов, сделав их обязательным условием получения разрешения на дальнейшие работы [11], и речь тут идет только о дегазации в целях снижения безопасности, а не о полезном использовании метана.

Таблица 2

Затраты на реализацию проекта использования угольного метана

Вид затрат	Описание деятельности и оборудование
Система дегазации	Бурение, монтаж и комплектация скважин для дегазации формирует отдельную статью затрат, независимую от затрат на обеспечение безопасности в шахте
Система сбора и хранения газа	Вентиляторы, компрессоры, воздухопроводы
Система переработки газа	Сепараторы, дегидраторы
Инжиниринг, проектирование	Проектирование, технические консультационные услуги, связанные с подготовкой проекта
Плата за землю	Аренда и иные платежи за землю
Строительство и энергоснабжение	Строительство дорог, площадок, ограждений и подключение к энергосети
Юридическое оформление	Сборы за получение разрешений на строительство и эксплуатацию, экологических разрешений, оформление иных юридических документов и т. д.
Закупка оборудования для использования или утилизации метана	Закупка, поставка, монтаж и ввод в эксплуатацию технологического оборудования
Закупка измерительного и контрольного оборудования	Приобретение и установка датчиков метана, расходомеров, датчиков температуры и давления, а также автоматизированных систем для точной регистрации сокращений выбросов
Соглашения о взаимозачете	Единовременные затраты, связанные с заключением соглашений о поставках экологических и энергетических товаров, произведенных в рамках проекта, включая затраты на валидацию проекта для экологических рынков

Источник: [10].

Углегазовые проекты в России осуществляются главным образом на основе сотрудничества между угольными компаниями и газовым секторам. Например, в 2005 г. в Кемеровской области появился научный полигон «Газпрома» по отработке технологии добычи шахтного метана. Это дало толчок к реализации ряда пробных проектов, в 2021 г. появилась договоренность о начале крупной промышленной добычи метана [12]. Темпы развития данной сферы, несмотря на громкие заявления, оставляют желать лучшего. Описанные сложности позволяют отнести проекты использования шахтного газа в России в разряд научных экспериментов, как вспомогательную или экологическую деятельность, но не как отдельный доходный бизнес. Для получения реальной прибыли должны быть созданы определенные организационно-экономические условия.

Возникает очевидный вопрос о том, как западные страны сумели достигнуть столь высоких показателей использования шахтного метана. Главная причина

заключается в жестких экологических требованиях и активном стимулировании данных проектов со стороны государства, предоставлением налоговых льгот, кредитов и иных преференций. Такие проекты получили комплексную поддержку от государства, общественных организаций и финансовых институтов. Сперва была образована специальная координирующая структура – «Глобальная инициатива по метану» (GMI). Это добровольное международное партнерство, объединяющее национальные правительства, организации частного сектора, банки развития, НПО и другие заинтересованные стороны [13]. GMI обеспечивает координацию усилий по сокращению выбросов метана из различных источников, в ней существует отдельный подкомитет по угольным шахтам Coal Mines Subcommittee [16], который отвечает за использование шахтных газов в качестве экологически чистого источника энергии.

Хотя анализ зарубежного опыта говорит о приоритете экологического аспекта в вопросе угольного метана, на Западе был внедрен важный инструмент конвертации экологических достижений в реальные деньги. После подписания Киотского протокола был сформирован новый рынок торговли «углеродными кредитами». Компании, которые добились снижения выбросов CO₂, получили возможность продавать такие кредиты, а их стоимость на рынке стала быстро увеличиваться. У компании появился важный экономический стимул снижения выбросов, а в структуре затрат добавилась отдельная статья на валидацию достигнутых экологических результатов (см. табл. 2).

В ряде стран угольный метан приравнивали к возобновляемым и альтернативным источникам энергии, что дало таким проектам право на дополнительные льготы. Например, для генерирующих компаний существуют обязательные нормы по доле возобновляемой энергии. Теперь эти требования можно выполнить благодаря участию в проектах использования угольного метана. В Японии и других странах выделяют отдельную группу проектов, направленных на выполнение государством текущих или ожидаемых нормативных обязательств. В специальном Руководстве по финансированию проектов добычи угольного метана [10] представлено множество инструментов получения рискованного капитала, которые можно объединить под общим термином «углеродное финансирование». Считается, что эти инструменты обеспечили реализацию почти трети всех проектов использования угольного метана [14]. Углеродное финансирование включает широкий перечень инструментов – от прямых инвестиций до льготных кредитов. Существуют четкие регламенты для демонстрации технической осуществимости и ТЭО новых технологий. Для этого принят единый стандарт обоснования таких проектов, реализованный в форме специальной финансовой модели [15].

В последнее время набрало популярность финансирование со стороны поставщиков оборудования (вендорное финансирование). Производители оборудования могут приобрести долю в акционерном капитале, предоставить кредитную линию или оборудование в лизинг. Ранее такая модель широко использовалась в обрабатывающих отраслях, а теперь стала применяться в проектах добычи шахтных газов.

Как видно, западный мир проявил комплексный подход к достижению поставленной цели снижения углеродных выбросов. Определены четкие цели развития, введены жесткие требования, созданы механизмы финансирования и повышения рентабельности экологических проектов. Это быстро привело к ощутимым результатам в деле использования шахтных газов. В России подобные проекты пока остаются частной инициативой крупных компаний и администраций регионов. Большинство проектов реализует ПАО «Газпром», системы массового тиражирования передового опыта нет. Серийного производства оборудования нет. Отсутствует даже правовая основа для промышленной добычи угольного метана. Шахтный газ не внесен в общероссийский классификатор продукции в качестве самостоятельного продукта, что не позволяет утвердить для него льготный налоговый режим. Кроме штрафов за выбросы, компании не имеют стимулов развития таких проектов. Вопрос о снижении налога на прибыль и НДС на величину затрат по дегазации находится на рассмотрении, но возник он только в контексте повышения безопасности после очередной аварии на шахте «Листвяжная»

Угольный метан заведомо дороже традиционного примерно на 50% и даже с учетом экономии на налогах он будет дороже магистрального. Пока в России не будут выработаны компенсационные механизмы поддержки производителей и потребителей, существенных подвижек не будет. Сейчас газугольные проекты можно рассматривать только по аналогии с использованием возобновляемых источников энергии, которые дают не столько экономический эффект, сколько энергонезависимость удаленных локализованных территорий, куда невыгодно тянуть коммуникации. Отечественные проекты использования шахтного метана защищают от штрафов за вредные выбросы, но их экономическая целесообразность без соответствующих мер господдержки вызывает сомнения. России нужно иметь долгосрочный план развития в области переработки шахтного метана. Тогда производители оборудования смогут перейти на серийное производство. Нужно юридически приравнять угольный газ к возобновляемым источникам энергии, целесообразно подумать о российском аналоге «углеродных кредитов».

Заключение

Проведенное исследование показало, что существует противоречие между необходимостью обеспечения безопасности работы на угольных шахтах и возможностью полезного использования отводимых метано-воздушных смесей. Комплексное использование угольных месторождений предполагает наличие программы, состоящей как минимум из двух относительно независимых направлений деятельности. Во-первых, это традиционная дегазация шахт и пластов ради безопасности, во-вторых, это отдельный проект дегазации для получения промышленного метана высокой концентрации. Совмещение двух проектов в одной программе может снизить общую рентабельность инвестиций, что потребует введения механизмов компенсации затрат на добычу и использование шахтного газа со стороны государства. Как показало исследование, в настоящее время такие механизмы в России отсутствуют. Высокие риски реализации угле-

газовых проектов не позволяют сделать их привлекательными для инвесторов. Мировой опыт показывает, что наиболее эффективными мерами господдержки является приравнение угольного метана к альтернативным источникам энергии с получением соответствующих преференций и использование механизмов торговли «углеродными кредитами» на основе киотских договоренностей.

Список источников

1. Обоснование направлений развития способов и средств дегазации угольных шахт / С.Н. Ширяев, П.Г. Агеев, А.А. Черепов [и др.] // Вестник Сибирского государственного индустриального университета. 2018. № 3 (25). С. 28–32.
2. Хронология крупных аварий на угольных шахтах в России. URL: <https://tass.ru/info/13019729> (дата обращения: 15.12.2022).
3. Хронология крупных аварий на шахтах Донбасса с 2006 года. URL: <https://tass.ru/info/1806567> (дата обращения: 15.12.2022).
4. Крупные аварии на угольных шахтах в мире в 2014-2022 годах. URL: <https://ria.ru/20221015/shakhty-1824282338.html> (дата обращения: 15.12.2022).
5. Global Methane Assessment (full report). Climate and Clean Air Coalition (CCAC) / United Nations Environment Programme (UNEP). 2021. URL: <https://www.ccacoalition.org/en/resources/global-methane-assessment-full-report> (дата обращения: 15.12.2022).
6. Палеев Д.Л., Черняев М.В. Развитие экологического движения как потенциальная угроза угольной энергетике России // Экономические системы. 2022. Т. 15, № 1. С. 70–79.
7. Плакиткина Л.С., Плакиткин Ю.А., Дьяченко К.И. Оценка импортозависимости российских угольных компаний от закупок зарубежного оборудования // Горная промышленность. 2018. № 3 (139). С. 35–39.
8. Рожков А.А. Структурный анализ импортозамещения в угольной промышленности России: реальность и прогноз // Горная промышленность. 2017. № 6 (136). С. 4–13.
9. Могилева Е.М., Коликов К.С. Проблемы и перспективы использования шахтного метана // Вестник научного центра по безопасности работ в угольной промышленности. 2017. № 3. С. 68–71.
10. Coal Mine Methane (CMM) Finance Guide. EPA-400-D-09-001. Updated July 2019.
11. Зайнуллин Е., Скорлыгина Н., Дятел Т. Льготы пластаются. URL: <https://www.kommersant.ru/doc/5129401> (дата обращения: 15.12.2022).
12. «Газпром» начал строительство завода по производству СПГ из угольных пластов в Кузбассе. URL: <https://tass.ru/ekonomika/11737357> (дата обращения: 15.12.2022).
13. «Global Methane Initiative». Global Methane Initiative. Retrieved 24 February 2015.
14. Ruiz F, Pilcher R, Talkington C. Addressing Barriers to Global Deployment of Best Practices to Reduce Methane Emissions from Coal Mines. 7th International Symposium on Non-CO2 Greenhouse Gases. Amsterdam, the Netherlands. 2014. November.
15. EPA. 2019. Coalbed Methane Outreach Program CMM Cash Flow Model. URL: <https://www.epa.gov/cmop/cmm-cash-flow-model>. (дата обращения: 15.12.2022).
16. <https://www.globalmethane.org/coal> (дата обращения: 15.12.2022).

References

1. Substantiation of the directions of development of methods and means of degassing coal mines / S.N. Shiryaev, P.G. Ageev, A.A. Cherepov [et al.]. *Bulletin of the Siberian State Industrial University*. 2018;3(25):28-32. (In Russ.).

2. Chronology of major accidents at coal mines in Russia. URL: <https://tass.ru/info/13019729>. (In Russ.).
3. Chronology of major accidents at the mines of Donbass since 2006. URL: <https://tass.ru/info/1806567>. (In Russ.).
4. Major accidents at coal mines in the world in 2014–2022. URL: <https://ria.ru/20221015/shakhty-1824282338.html>. (In Russ.).
5. Global Methane Assessment (full report). Climate and Clean Air Coalition (CCAC). United Nations Environment Programme (UNEP). 2021. URL: <https://www.ccaoalition.org/en/resources/global-methane-assessment-full-report>.
6. Paleev D.L., Chernyaev M.V. Development of the ecological movement as a potential threat to the coal power industry of Russia. *Economic systems*. 2022;15(1):70-79. (In Russ.).
7. Plakitkina L.S., Plakitkin Yu.A., Dyachenko K.I. Assessment of import dependence of Russian coal companies on purchases of foreign equipment. *Mining industry*. 2018;(3(139):35-39. (In Russ.).
8. Rozhkov A.A. Structural analysis of import substitution in the coal industry of Russia: reality and forecast. *Mining industry*. 2017;(6(136):4-13. (In Russ.).
9. Mogileva E.M., Kolikov K.S. Problems and prospects of using coal mine methane. *Bulletin of the Scientific Center for the safety of work in the coal industry*. 2017;(3):68-71. (In Russ.).
10. Coal Mine Methane (CMM) Finance Guide. EPA-400-D-09-001. Updated July, 2019.
11. Zainullin E., Skorlygina N., Woodpecker T. Benefits are paid. URL: <https://www.kommersant.ru/doc/5129401>. (In Russ.).
12. Gazprom has started construction of a plant for the production of LNG from coal seams in Kuzbass. URL: <https://tass.ru/ekonomika/11737357>. (In Russ.).
13. «Global Methane Initiative». Global Methane Initiative. Retrieved 24 February 2015.
14. Ruiz F, Pilcher R., Talkington C. Addressing Barriers to Global Deployment of Best Practices to Reduce Methane Emissions from Coal Mines. 7th International Symposium on Non-CO₂ Greenhouse Gases. Amsterdam, the Netherlands. 2014. November.
15. EPA. 2019. Coalbed Methane Outreach Program CMM Cash Flow Model. URL: <https://www.epa.gov/cmop/cmm-cash-flow-model>.
16. <https://www.globalmethane.org/coal>. (In Russ.).

Информация об авторах / Information about the authors

Д.Л. Палеев – кандидат технических наук, доцент кафедры национальной экономики экономического факультета РУДН;

С.Б. Зайнуллин – кандидат экономических наук, доцент кафедры национальной экономики экономического факультета РУДН.

D.L. Paleev – Ph.D. in technical sciences, of the Department of national economics of the faculty of economics, RUDN University;

S.B. Zainullin – Ph.D. in technical sciences, of the Department of national economics of the faculty of economics, RUDN University.

Статья поступила в редакцию 16.01.2023; одобрена после рецензирования 02.02.2023; принята к публикации 15.02.2023.

The article was submitted 16.01.2023; approved after reviewing 02.02.2023; accepted for publication 15.02.2023.