

ВЫБОР ПЕРСПЕКТИВНЫХ УГОЛЬНЫХ ШАХТ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА ПОЛУЧЕНИЯ ВОДОРОДА ИЗ ДЕГАЗАЦИОННОГО МЕТАНА

О.В. Тайлаков

Федеральный исследовательский центр угля и углехимии Сибирского отделения РАН,
Кемерово, Россия, e-mail: oleg2579@gmail.com

Аннотация: Рассмотрены современные подходы к дегазации угольных пластов для обеспечения безопасного ведения горных работ при добыче угля подземным способом. Представлен прогноз объемов эмиссии шахтного метана в Кузбассе в ближайшее десятилетие, в котором показано, что объем сохранится на уровне, превышающем один миллиард кубических метров в год. Обсуждаются перспективы получения водорода при переработке шахтного метана. С применением кластерного анализа определены центрыиды трех кластеров угольных шахт Кузбасса с близкими значениями относительной и абсолютной метанообильности. Для реализации пилотного проекта утилизации шахтного метана рекомендованы две шахты, характеризующиеся наибольшей абсолютной газообильностью и расположенные в центральной и южной частях угольного бассейна. Представлен усредненный компонентный состав газов метановоздушной смеси, извлекаемый дегазационными системами. Предложена обобщенная схема переработки шахтного метана для получения водорода в технологическом цикле парового риформинга, в котором после удаления из метановоздушной смеси кислорода и азота в трубчатом реакторе в присутствии никелевого катализатора образуется водород. Полученные результаты могут быть использованы для развития проектов переработки шахтного метана, обеспечивающих снижение выбросов этого парникового газа в атмосферу. Показано, что развитию извлечения и переработки шахтного метана будет способствовать формирование углеродного рынка в Российской Федерации.

Ключевые слова: шахтный метан, водород, угольный пласт, низкоуглеродное развитие, угледобыча, подземный способ добычи угля, кластерный анализ, метанообильность, дегазация, утилизация метана, газоносность, паровая конверсия.

Благодарность: Исследование выполнено за счет грантов Российского научного фонда 22-13-20040, <https://rscf.ru/project/22-13-20040/> и Региона Кемеровская область – Кузбасс.

Для цитирования: Тайлаков О. В. Выбор перспективных угольных шахт для реализации проекта получения водорода из дегазационного метана // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2024. – № 11. – С. 88–100. DOI: 10.25018/0236_1493_2024_11_0_88.

Selection of promising coal mines for implementing project of hydrogen production from coal mine methane

O.V. Tailakov

Federal Research Center of Coal and Coal Chemistry
of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Kemerovo, Russia

Abstract: Advanced methods of coal gas drainage toward safe underground coal mining are reviewed. The forecast of coal mine methane emission in Kuzbass for the near decade shows that the methane emission volume is to keep at the level more than one billion cubic meters per year. The prospects of hydrogen production during processing of coal mine methane are discussed. Using the cluster analysis, centroids of three coal mines with similar values of relative and absolute methane contents are determined in Kuzbass. For a pilot project of coal methane utilization, two mines in the center and south of the coal basin, with the highest absolute gas contents are recommended. The averaged composition of gases in methane-air mixtures recovered by mine drainage systems is described. The generalized flow chart is proposed for coal mine methane processing with a view to producing hydrogen in the steam reforming circuit. Here, after removal of oxygen and nitrogen from methane-and-air mixture, hydrogen is formed in a tubular reactor in the presence of a nickel catalyst. The results are applicable in coal mine methane processing projects aimed to reduce emission of this greenhouse gas in air. Further advancement in coal mine methane recovery and processing can be promoted by formation of a carbon market in Russia.

Key words: coal mine methane, hydrogen, coal seam, low-carbon development, coal mining, underground coal mining, cluster analysis, methane content, gas drainage, methane utilization, gas content, steam conversion.

Acknowledgements: The study was supported by the Russian Science Foundation, Grant No. 22-13-20040, <https://rscf.ru/project/22-13-20040/>, and by the Kemerovo Region-Kuzbass.

For citation: Tailakov O. V. Selection of promising coal mines for implementing project of hydrogen production from coal mine methane. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2024;(11):88-100. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236_1493_2024_11_0_88.

Введение

В условиях энергоперехода к низкоуглеродному промышленному производству с использованием возобновляемых источников энергии (ВИЭ) принципиальное значение имеет разработка и внедрение технологий и систем, обеспечивающих возможность длительного хранения энергии, произведенной с применением ВИЭ. Одной из таких технологий является производство водорода, который может быть использован в качестве энергоносителя, что в перспективе является

основополагающим фактором, предопределяющим расширенное производство и потребление этого газа в реальном секторе экономики. Так, в Концепции развития водородной энергетики в Российской Федерации, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 5 августа 2021 г. № 2162-р [1], отмечается, что водород является перспективным энергоносителем и его использование для накопления, сохранения и передачи энергии способствует снижению антропогенных выбросов

парниковых газов в атмосферу. Прогнозируется [2], что использование водорода в транспортных системах является предпочтительной альтернативой электрическим аккумуляторам. При этом будут увеличиваться объемы переработки водорода в промышленном производстве химических продуктов, включая метанол, этилен, аммиак, удобрения и полимеры. В производстве водорода применяются две основные технологии — электролиз воды [3] и каталитическая конверсия углеводородов, например, метана и его гомологов [4–6], с получением прежде всего синтез-газа с дальнейшей его трансформацией в ценные продукты (водород, аммиак, метанол, синтетические жидкие углеводороды). В [7] рассмотрено создание автономных энергетических систем с использованием возобновляемых источников энергии, основанных на применении новых материалов, обеспечивающих получение и аккумуляцию молекулярного водорода с относительно невысокими энергозатратами. Предложено использовать наноструктуры диоксида титана в качестве катализатора в производстве водорода и гибридных паст и высокоэнтропийных сплавов для твердотельного хранения водорода. Таким образом, современное развитие возобновляемой энергетики является одним из определяющих факторов формирования потребности в водороде и, вместе с тем, стимулирует разработку и внедрение систем и процессов, функционирующих с использованием водорода в качестве энергоносителя.

В качестве сырья для производства водорода может быть использован шахтный метан, выводимый на поверхность дегазационными системами угольных шахт для обеспечения безопасности ведения горных работ, либо угольный метан, который добывается из нетронутого углепородного массива [8]. Развитие

извлечения метана из угольных пластов в РФ поддерживается на федеральном и региональном уровнях введением налоговых льгот. Так, на федеральном уровне метан угольных пластов не является объектом налогообложения [9]. В Кемеровской области — Кузбассе субъектам инвестиционной деятельности по добыче природного газа (метана) из угольных месторождений на территории региона предоставляются налоговые льготы: ставка налога на прибыль, подлежащего зачислению в областной бюджет, снижена до 13,5%, а также они освобождены от уплаты налога на имущество организаций, созданное или приобретенное в результате деятельности, направленной на извлечение метана.

Метановыделение на современных глубинах подземной добычи угля в России достигает 150–165 м³/мин [10]. При этом Кузнецкий угольный бассейн, в котором добывается свыше 70% угля в РФ, отличается высокой угленасыщенностью и метаноносностью пластов, до 25–30 м³/т [11, 12]. Способы дегазации угольных пластов включают [13–15]:

- заблаговременную дегазацию угольных пластов, которая применяется в течение 5–7 лет до угледобычи и обеспечивает снижение газосодержания в пласте на 70–80% от природной газоносности;
- предварительную дегазацию угольных пластов в течение 6–12 месяцев с коэффициентом дегазации 0,20–0,25 для восстающих или горизонтальных параллельно-одиночных скважин на пологих пластах и 0,25–0,30 для восстающих скважин на крутых пластах;
- дегазацию неразгруженных пластов в течение 1–2 месяцев барьерными скважинами, пробуренными из горных выработок, с коэффициентом дегазации 0,15–0,30;
- дегазацию выработанного пространства и сближенных пластов угля в

течение 3–12 месяцев скважинами, пробуренными с земной поверхности или из горных выработок, с коэффициентом дегазации 0,50–0,60.

Для стимуляции газоотдачи угольных пластов при их дегазации активное применение находят технологии гидродинамического воздействия на угленосный массив с применением оригинальных конструкций пакерных уплотнителей [16–19], обеспечивающих гидроразрыв горной породы в прискважинной области. С учетом горно-геологических условий ведения горных работ, газовых особенностей угольных пластов и источников газовыделения, определяющих опасность формирования повышенных концентраций метана на рабочих местах, обоснована целесообразность применения дегазации на угольных шахтах при общей абсолютной метанообильности на тонких пластах (мощность менее 1,5 м) более 7 м³/мин, средних (мощность 1,5–3,5 м) – более 10 м³/мин и мощных (мощность свыше 3,5 м) – более 12 м³/мин [20]. Дополнительно к стимуляции газоотдачи на основе гидроразрыва при заблаговременной дегазации газонасыщенных пластов возможно применение направленных взрывов [21]. При этом основным методом заблаговременной дегазации является бурение вертикальных скважин с поверхности в угольный пласт или свиту пластов, которые вводятся в эксплуатацию за 2–10 лет до угледобычи [22].

Для повышения эффективности дегазации активное применение находит технология направленного бурения дегазационных скважин, которая позволяет обуривать дегазируемую часть угольного пласта веером протяженных скважин из одной точки горной выработки или дневной поверхности. Скважины, пробуренные в определенном направлении, начинаются как вертикальные или

наклонные. Затем они ориентируются на заданное направление скважинным двигателем, приводимым в движение давлением воды, а также скважинным снарядом, установленным на буровой штанге, который функционирует совместно с навигационным оборудованием. Направленное бурение скважин из подземных горных выработок применяется для проходки протяженных и коротких ответвлений, пробуренных из основной скважины. Протяженность ответвлений варьируется от одного до нескольких сот метров по глубине и длине и зависит от горно-геологических условий разрабатываемого месторождения и принятой схемы дегазации угольных пластов [23].

В последнее время в ряде стран ведутся интенсивные исследования, направленные на поиск новых методов стимулирования извлечения метана из угольных пластов путем нагнетания в угольный пласт углекислого газа [24, 25]. Нагнетание CO₂ в разрабатываемый угольный пласт через горизонтальные скважины, пробуренные из горных выработок, позволяет повысить газоотдачу скважин пластовой дегазации.

В соответствии с «Правилами безопасности в угольных шахтах: ПБ 05-618-03» при добыче угля подземным способом концентрация метана в горных выработках не должна превышать 1% в исходящем потоке из очистной или тупиковой выработок, камеры, выемочного участка, и 0,75% – в исходящей струе крыла или шахты. Допускается содержание метана до 2% в его местных скоплениях в очистных, подготовительных и других выработках. Основной характеристикой, которая определяет содержание метана в угольных пластах и влияет на его концентрацию в шахтной атмосфере, является газонасыщенность (объем газа в единице массы угля, м³/т). При проектировании систем дегазации и

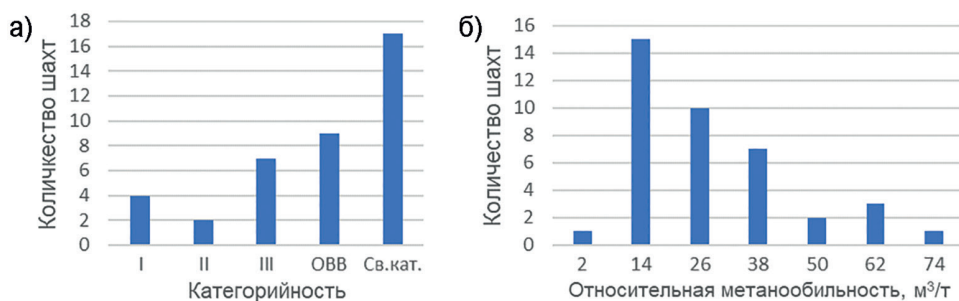


Рис. 1. Распределение угольных шахт Кузбасса: по категориям (а); по метанообильности (б)
 Fig. 1. Distribution of Kuzbass coal mines by: category (a); specific methane emissions (b)

вентиляции принимаются во внимание показатели относительной q (количество метана, выделяющегося в сутки на 1 т среднесуточной добычи, м³/т) и абсолютной I метанообильности (количество метана, выделяющегося в единицу времени, м³/мин) угольных шахт, которые учитывают весь объем выделяющегося метана при угледобыче из рабочих угольных пластов, пластов-спутников, вмещающих пород и находятся в прямой зависимости от их природной газоносности. Шахты классифицируются по категориям при относительной метанообильности: < 5 м³/т – I категория; 5–10 м³/т – II категория; 10–15 м³/т – III категория; > 15 м³/т или с суфлярными выделениями газа – сверх-

категорийные. Также шахты могут быть отнесены к категории опасных по внезапным выбросам угля (породы) и газа при сопутствующих этим явлениям горно-геологических условиях.

Методы

В Кузбассе добыча угля подземным способом ведется на 39 шахтах. При этом коксующийся уголь добывается на 21 шахте, энергетический уголь – на 18 шахтах [26]. К опасным по внезапным выбросам относятся 9 угольных шахт, к сверхкатегорийным – 17, III категории – 7, II категории – 2, I категории – 4 (см. рис. 1). На большинстве угольных шахт (47%) ведется разработка высокогазоносных угольных пластов.

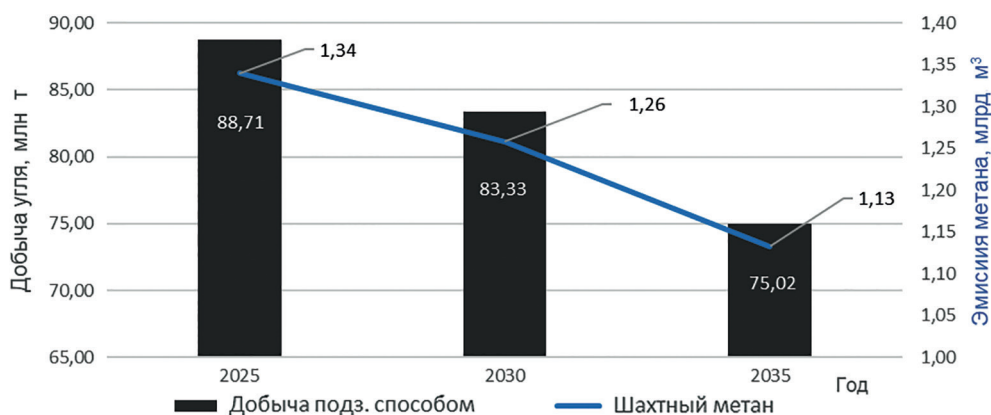


Рис. 2. Прогноз объемов добычи угля и эмиссии метана, сопровождающей угледобычу подземным способом
 Fig. 2. Forecast of coal output and methane emissions corresponding to underground coal mining

При добыче угля подземным способом в Кузбассе ежегодно выделяется более 1 млрд м³ метана [27]. В этом объеме от 100 до 200 млн м³ приходится на метан, каптируемый дегазационными системами угольных шахт. В предположении изменения доли подземного способа в общей добыче угля объем шахтного метана в 2035 г. будет составлять 1,13 млрд м³ (см. рис. 2).

Для утилизации шахтного метана целесообразно рассматривать дегазационный метан, содержание которого в метановоздушной смеси превышает 25%. При эффективности дегазации угольных пластов 30% ежегодные объемы метана с высокой концентрацией, которые могут быть использованы для его последующей переработки в Кузбассе, оцениваются в 339–402 млн м³. При этом для эффективной реализации пилотного проекта комплексной перера-

ботки угольного метана с целью получения полезных химических продуктов угольные шахты должны характеризоваться высокой газоносностью рабочих угольных пластов и пластов-спутников, а также достаточными объемами добычи угля. С учетом взаимосвязи абсолютной и относительной метанообильности угольных шахт с этими показателями для выбора угольных шахт пилотного проекта применен метод k -средних кластерного анализа [28].

При этом:

1) для 39 угольных шахт Кузбасса определены максимальные, минимальные и медианные значения относительной $q_{\text{ш}}$ и абсолютной $I_{\text{ш}}$ метанообильности (табл. 1). В качестве первоначальных координат центров $k = 3$ кластеров выбраны три угольные шахты с I_i^0 ($i = 1, 3$), соответствующих минимальному, максимальному и медианному зна-

Таблица 1

Определение начальных центров $k = 3$ кластеров
Determination of initial centers of $k = 3$ clusters

Метанообильность	Min	Max	Медиана Me
Относительная $q_{\text{ш}}$, м ³ /т	1,7	74	22,2
Абсолютная $I_{\text{ш}}$, м ³ /мин	3,93	343,06	56,64

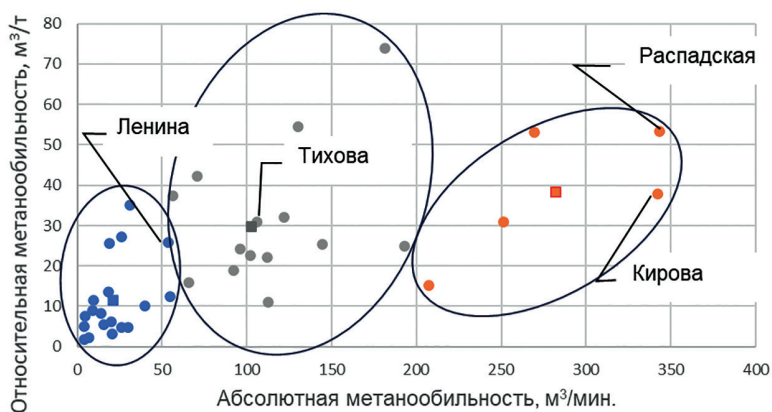


Рис. 3. Кластеризация угольных шахт Кузбасса методом k -средних (квадратные маркеры соответствуют центроидам кластеров)

Fig. 3. Clustering of Kuzbass coal mines using the k -means method (square markers correspond to cluster centroids)

Таблица 2

Ранжированный реестр угольных шахт Кузбасса для реализации проектов переработки метана

Ranked list of Kuzbass coal mines for the implementation of methane processing projects

Кластер, координаты центра (l, q)	Шахта
1, (282,64 м ³ /мин, 38,12 м ³ /т)	Распадская
	Кирова
	Ерунаковская-8
	Увальная
	им. В.Д. Ялевского
2, (102,88 м ³ /мин, 29,67 м ³ /т)	Комсомолец
	им. С.Д. Тихова
	Костромовская
	Чертинская-Коксовая
	Байкаимская
	Листвяжная, район «Основное поле»
	Есаульская
	Полосухинская
	Антоновская
	Юбилейная
	Усковская
	Осинниковская
	Алардинская
	Расп.-Коксовая, 2 поле
	Сибиргинская
3, (11,55 м ³ /мин, 21,43 м ³ /т)	Южная
	Анжерская Южная
	Первомайская
	Березовская
	им. 7 Ноября
	им. А.Д. Рубана
	Октябрьская
	Заречная
	Сибирская
	Грамотеинское
	Инской
	Талдинская-Западная-1
	Талдинская-Западная-2
	Карагайлинское
	Талдинское-Кыргайское
	Талдинское-Южное
	Большевик
	им. В.И. Ленина
	Ольжерасская

чению абсолютной метанообильности рассматриваемых угледобывающих предприятий. Значения q_i^0 выбирались соответствующими относительной метанообильности этих трех шахт;

2) для каждой j -й шахты Кузбасса ($j = 1, 39$) определено расстояние до первоначальных центров (l_i^0, q_i^0):

$$d_{ij} = \sqrt{(l_{ij} - l_i^0)^2 + (q_{ij} - q_i^0)^2}.$$

На основе найденных расстояний d_{ij} угольные шахты отнесены к одному из трех кластеров и определена сумма квадратов ошибки для первого итерационного шага классификации;

3) на последующих шагах итерации после повторения пунктов 1 – 2 определены уточненные центры трех кластеров (см. рис. 3).

Результаты

На основе анализа результатов кластеризации для реализации пилотного проекта комплексной переработки угольного метана в Кузбассе выбраны шахты «Распадская» и им. С.М. Кирова. Для последующего развития утилизации угольного метана рекомендованы шахты им. В.Д. Ялевского, «Увальная» и «Ерунаковская-8», которые относятся к общему с шахтами «Распадская» и им. С.М. Кирова кластеру (табл. 2).

Обсуждение результатов

Для разработки и внедрения технологии и оборудования переработки шахтного метана с получением водорода на выбранных шахтах дополнительно к объемам извлекаемого дегазационными системами угольных шахт метана необходимо учитывать его компонентный состав. На основании анализа результатов измерений содержания рудничных газов в метановоздушной смеси угольных шахт Кузбасса установлено, что концентрация метана в ней в отдельных

Таблица 3

Состав газов метановоздушной смеси, об. %
Composition of gases of the methane-air mixture, vol. %

CH_4	O_2	H_2O	CO_2	N_2	C_2H_6	C_3H_8
36,73	11,74	7,27	0,45	43,61	0,16	0,03

случаях может превышать 80% при содержании его гомологов менее 0,00001% и кислорода — 2,2%. При этом в смеси газов присутствует CO_2 в концентрации от 0,01% до 11,06% и CO — от 0,00023% до 0,00098%. Усредненный состав газов представлен в табл. 3.

Для получения водорода из шахтного метана методом парового риформинга необходимо предварительно повысить его концентрацию путем удаления из метановоздушной смеси кислорода и азота. Для этого представляется целесообразным применение одной из технологий: короткоциклового адсорбции, криогенного ректификации метановоздушной смеси либо мембранного разделения газов. На рис. 4 представлен

вариант обобщенной схемы комплексной технологии извлечения дегазационного метана и получения на его основе водорода. Метановоздушная смесь (МВС) 2, извлекаемая из дегазационной скважины 1 выработанного пространства угольной шахты с помощью ротационного насоса дегазационной установки 3, поступает через влагоотделитель 4 в установку короткоциклового адсорбции (КЦА) 5, в которой происходит отделение кислорода из МВС с его накоплением в ресивере 6 для возможного последующего использования. Затем смесь газов, содержащая метан и азот, подается в установку КЦА для удаления азота. Азот, извлекаемый из смеси газов, направляется в ресивер 8 и в дальней-

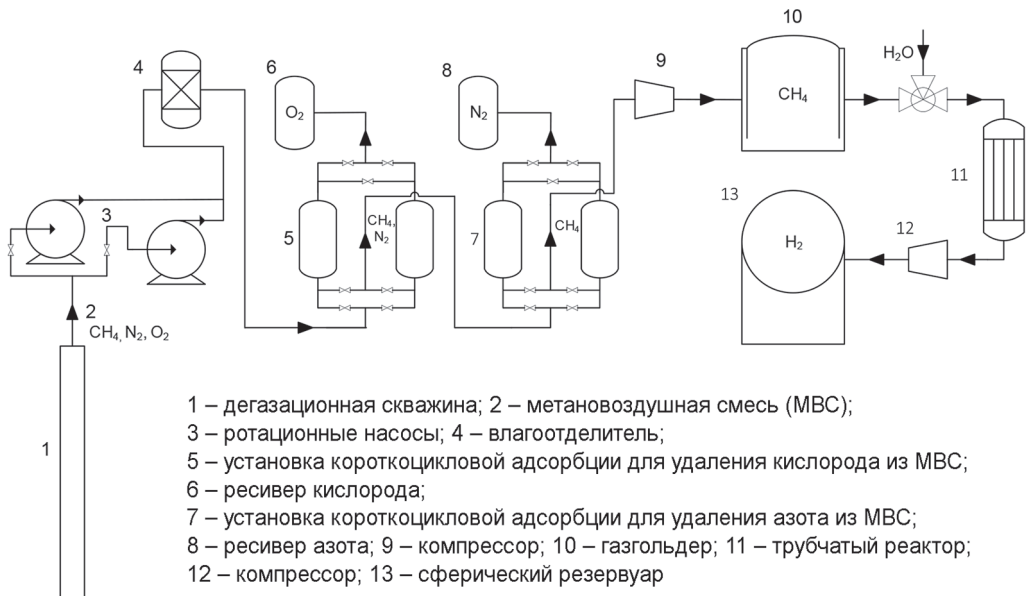
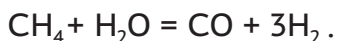


Рис. 4. Технологический цикл парового риформинга шахтного метана для получения водорода
 Fig. 4. Technological cycle of steam reforming of coal mine methane to produce hydrogen

шем может быть использован, например, для борьбы с эндогенными пожарами. Очищенный метан компримируется с помощью компрессора 9 и подается в газгольдер 10. Для получения водорода метан перемешивается с перегретым водяным паром и подается в трубчатый реактор 11, обогреваемый газовыми горелками, в котором в присутствии никелевого катализатора при температуре 900 °С в результате паровой конверсии образуется водород с незначительным содержанием монооксида углерода:



В дальнейшем в рамках выполнения проекта, поддержанного грантом Российского научного фонда № 22-13-20040, будет разработана и испытана установка получения водорода на модельных смесях газов, соответствующих и усредненному составу в метановоздушной смеси, извлекаемой при дегазации угольных пластов в Кузбассе. Полученные результаты будут использованы для внедрения на одной из выбранных шахт. При этом необходимо учитывать, что в настоящее время в Российской Федерации продолжается формирование углеродного рынка. Можно ожидать, что это будет способствовать созданию условий, необходимых для содействия различным механизмам углеродного финансирования для разработки и внедрения проектов извлечения и переработки шахтного метана. По мере упорядочивания процедур учета и выпуска в обращение достигнутых сокращений выбросов парниковых газов экономическая эффективность проектов извлечения и переработки шахтного метана может быть положительной, что будет способствовать принятию соответствующих инвестиционных решений в угольных компаниях. Предположительно возможность продажи единиц сокращенных выбросов, генерируемых в проектах утили-


зации шахтного метана в Кузбассе, будет также способствовать привлечению дополнительных инвестиций в их выполнение.

Заключение

На основе анализа горнотехнической информации действующих угольных шахт Кузбасса установлено, что 23% из них относятся к опасным по внезапным выбросам, 44% — к сверхкатегорийным, 18% — к III категории, 5% — ко II категории, 10% — к I категории. На 47% кузбасских шахт ведется разработка высокогазоносных угольных пластов. Для выбора угольных шахт пилотного проекта комплексной переработки угольного метана в Кузбассе с целью получения полезных химических продуктов применен метод *k*-средних кластерного анализа относительной и абсолютной газообильности угледобывающих предприятий при допущении 10%-ной эффективности дегазации угольных пластов. При этом определены центроиды трех кластеров угольных шахт Кузбасса с абсолютной и относительной метанообильностью для 1-го кластера: 282,64 м³/мин и 38,12 м³/т, 2-го кластера: 102,88 м³/мин и 29,67 м³/т, 3-го кластера: 21,43 м³/мин и 11,55 м³/т. Показано, что к 1-му кластеру относятся шахты «Распадская», им. С.М. Кирова, «Ерунаковская-8», «Увальная» и им. В.Д. Ялевского. Для реализации пилотного проекта утилизации угольного метана рекомендованы шахты «Распадская» и им. С.М. Кирова, характеризующиеся наибольшей абсолютной метанообильностью. Предложена обобщенная схема переработки шахтного метана с применением технологии его паровой конверсии для получения водорода. Прогнозируется, что развитию проектов утилизации шахтного метана будет способствовать формирование углеродного рынка в Российской Федерации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Семенович К. С. О Концепции развития правового регулирования водородной энергетики России // Журнал российского права. — 2022. — Т. 26. — № 2. — С. 47–56. DOI: 10.12737/jrl.2022.016.
2. Пономарев-Степной Н. Н. Атомно-водородная энергетика // Вестник Российской академии наук. — 2021. — Т. 91. — № 5. — С. 484–498. DOI: 10.31857/S0869587321050194.
3. Галицкая Е. А., Жданев О. В. Развитие электролизных технологий получения водорода в Российской Федерации // Экология и промышленность России. — 2022. — Т. 26. — № 12. — С. 57–63. DOI: 10.18412/1816-0395-2022-12-57-63.
4. Гайворонский А. И., Гордин М. В., Марков В. А., Карпец Ф. С. Технологии промышленного получения водорода и его использования в транспортных энергетических установках // Двигателестроение. — 2022. — № 1(287). — С. 3–20.
5. Исмагилов З. Р., Матус Е. В., Исмагилов И. З., Хайрулин С. Р. Разработка катализаторов для одностадийных технологий переработки природного газа в этилен, бензол и водород / Газохимия-2023: Тезисы докладов IV Международной конференции и выставки. — М, 2023. — С. 46.
6. Яснева Т. А., Варезкин А. В. Разработка мембраны для выделения водорода из продуктов паровой конверсии метана // Успехи в химии и химической технологии. — 2021. — Т. 35. — № 9(244). — С. 127–130.
7. Chirkunova N. V., Islavath N., Dorogov M. V. Titanium dioxide for hydrogen economy: A brief review // Reviews on Advanced Materials and Technologies. 2023, vol. 5, no. 2, pp. 56–76. DOI: 10.17586/2687-0568-2023-5-2-56-76.
8. Матус Е. В., Никитин А. П., Созинов А. С., Хайрулин С. Р., Исмагилов З. Р. Разработка высокоэффективных катализаторов для производства водорода из метана / Водород. Технологии. Будущее: Сборник тезисов докладов IV Всероссийской научно-практической конференции. — Новосибирск, 2023. — С. 19–20.
9. Бурцева И. Г., Бурцев И. Н. Налоговое стимулирование проектов освоения нетрадиционных углеводородных ресурсов: международный опыт и российские возможности // Север и рынок: формирование экономического порядка. — 2018. — № 6(62). — С. 175–185. DOI: 10.25702/KSC.2220-802X.6.2018.62.175-185.
10. Захаров В. Н., Забурдяев В. С., Федоров Е. В., Шляпин А. В. Безопасность высокопроизводительных очистных забоев в метанообильных шахтах // Горная промышленность. — 2023. — № 6. — С. 64–70. DOI: 10.30686/1609-9192-2023-6-64-70.
11. Федоров Е. В., Кулибаба С. Б., Мешков А. А. Анализ природной метаноносности пласта Болдыревский на шахте им. С.М. Кирова АО «СУЭК-Кузбасс» // Безопасность труда в промышленности. — 2021. — № 3. — С. 61–66. DOI: 10.24000/0409-2961-2021-3-61-66.
12. Золотых С. С. Заблаговременная дегазация угольных пластов как фактор повышения безопасности на шахтах Кузбасса // Горная промышленность. — 2019. — № 5 (147). — С. 18.
13. Сластунов С. В., Ютяев Е. П., Мазаник Е. В., Садов А. П., Понизов А. В. Обеспечение метанобезопасности шахт на основе глубокой дегазации угольных пластов при их подготовке к интенсивной разработке // Уголь. — 2019. — № 7(1120). — С. 42–47. DOI: 10.18796/0041-5790-2019-7-42-47.
14. Jafarpour A., Najafi M. Selection of compatible coal seam for methane drainage operation based on uncertain geological conditions: A hybrid fuzzy approach // Mathematical Problems in Engineering. 2022, vol. 2022, article 4586979. DOI: 10.1155/2022/4586979.
15. Ширяев С. Н., Агеев П. Г., Черепов А. А., Петрова О. А., Фрянов В. Н. Обоснование направлений развития способов и средств дегазации угольных шахт // Вестник Сибирского государственного индустриального университета. — 2018. — № 3. — С. 28–32.
16. Клишин С. В., Клишин В. И. Исследование взаимодействия пакерных уплотнителей со скважиной при проведении гидроразрыва угольного пласта // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. — 2020. — № 4. — С. 48–58. DOI: 10.15372/FTPRPI20200406.
17. Клишин В. И., Опрук Г. Ю., Клишин С. В., Связев С. И. Поинтервальный гидроразрыв угольного пласта для интенсификации процесса дегазации // Уголь. — 2022. — № S12 (1162). — С. 16–22. DOI: 10.18796/0041-5790-2022-S12-16-22.
18. Коликов К. С., Сластунов С. В., Мазаник Е. В. Повышение эффективности дегазации при высокопроизводительной выработке угольных пластов // Безопасность труда в промышленности. — 2019. — № 1. — С. 71–76. DOI: 10.24000/0409-2961-2019-1-71-76.

19. Мазаник Е. В., Понизов А. В., Сметанин В. С., Сластунов С. В. Шахтные испытания усовершенствованной технологии гидроразрыва угольного пласта для повышения эффективности предварительной дегазации // Знание. — 2017. — № 4-1 (44). — С. 41–50.
20. Васильчук М. П., Зимич В. С., Попов В. Б., Тимошенко А. М. Проблемы дегазации на угольных шахтах России // Безопасность труда в промышленности. — 2003. — № 11. — С. 32–33.
21. Одинцев В. Н., Закалинский В. М., Шиповский И. Е., Мингазов Р. Я. Оценка влияния магистральных радиальных трещин, образующихся при камуфлетном взрыве, на условия дегазации пласта // Взрывное дело. — 2023. — № 138-95. — С. 5–21.
22. Васильев А. Н., Шишляев В. В., Кузнецов Р. В. Методические подходы к построению геолого-гидродинамических моделей для оценки снижения газоносности угольных пластов при проектировании заблаговременной дегазации шахтных полей // Проблемы недропользования. — 2022. — № 2(33). — С. 5–22. DOI: 10.25635/2313-1586.2022.02.005.
23. Шевченко Л. А. Основные принципы проектирования предварительной дегазации угольных пластов // Евразийское Научное Объединение. — 2019. — № 1-7(47). — С. 424–426.
24. Тайлаков О. В., Застрелов Д. Н., Уткаев Е. А., Макеев М. П. Применение двуокиси углерода для интенсификации газоотдачи разрабатываемого угольного пласта // Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле. — 2020. — № 4. — С. 461–468.
25. Ruihui Li, Zhaolong Ge, Zepeng Wang, Zhe Zhou, Jing Zhou, Chengtian Li Effect of supercritical carbon dioxide (ScCO₂) on the microstructure of bituminous coal with different moisture contents in the process of ScCO₂ enhanced coalbed methane and CO₂ geological sequestration // Energy & Fuels. 2022, vol. 36, no. 7, pp. 3680–3694. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.1c04027.
26. Петренко И. Е. Итоги работы угольной промышленности России за январь–декабрь 2022 года // Уголь. — 2023. — № 3 (1165). — С. 21–33. DOI: 10.18796/0041-5790-2023-3-21-33.
27. Тайлаков О. В., Уткаев Е. А., Макеев М. П. Фугитивные выбросы метана и технологии их сокращения при угледобыче в Кузбассе // Горная промышленность. — 2022. — № 6. — С. 54–59. DOI: 10.30686/1609-9192-2022-6-54-59.
28. Шишулин С. С. Методология сравнительного статистического анализа промышленности России на основе кластерного анализа // Статистика и Экономика. — 2017. — № 3. — С. 21–30. DOI: 10.21686/2500-3925-2017-3-21-30. 

REFERENCES

1. Semenovich K. S. About the concept of development of legal regulation of hydrogen energy in Russia. *Journal of Russian Law*. 2022, vol. 26, no. 2, pp. 47–56. [In Russ]. DOI: 10.12737/jrl.2022.016.
2. Ponomarev-Stepnoy N. N. Nuclear-hydrogen energy. *Herald of the Russian Academy of Sciences*. 2021, vol. 91, no. 5, pp. 484–498. [In Russ]. DOI: 10.31857/S0869587321050194.
3. Galitskaya E. A., Zhdaneev O. V. Development of electrolysis technologies for hydrogen production in the Russian Federation. *Ecology and Industry of Russia*. 2022, vol. 26, no. 12, pp. 57–63. [In Russ]. DOI: 10.18412/1816-0395-2022-12-57-63.
4. Gaivoronsky A. I., Gordin M. V., Markov V. A., Karpets F. S. Technologies for industrial production of hydrogen and its use in transport power plants. *Engines construction*. 2022, no. 1(287), pp. 3–20. [In Russ].
5. Ismagilov Z. R., Matus E. V., Ismagilov I. Z., Khairulin S. R. Development of catalysts for one-stage technologies for processing natural gas into ethylene, benzene and hydrogen. *Gazokhimiya-2023: Tezisy dokladov IV Mezhdunarodnoy konferentsii i vystavki* [Gas chemistry-2023: Abstracts of the IV International Conference and exhibitions], Moscow, 2023, pp. 46. [In Russ].
6. Yasneva T. A., Varezhkin A. V. Development of a membrane for the separation of hydrogen from the products of steam conversion of methane. *Uspekhi v khimii i khimicheskoy tekhnologii*. 2021, vol. 35, no. 9(244), pp. 127–130. [In Russ].
7. Chirkunova N. V., Islavath N., Dorogov M. V. Titanium dioxide for hydrogen economy: A brief review. *Reviews on Advanced Materials and Technologies*. 2023, vol. 5, no. 2, pp. 56–76. DOI: 10.17586/2687-0568-2023-5-2-56-76.
8. Matus E. V., Nikitin A. P., Sozinov A. S., Khairulin S. R., Ismagilov Z. R. Development of highly efficient catalysts for the production of hydrogen from methane. *Vodorod. Tekhnologii. Budushchee: Sbornik tezisev dokladov IV Vserossiyskoy nauchno-prakticheskoy konferentsii* [Hydrogen. Technologies. Future: Collection of abstracts of reports of the IV All-Russian Scientific and Practical Conference], Novosibirsk, 2023, pp. 19–20. [In Russ].

9. Burtseva I. G., Burtsev I. N. Tax incentives for projects for the development of unconventional hydrocarbon resources: international experience and Russian opportunities. *The North and the market: forming the economic order*. 2018, no. 6(62), pp. 175–185. [In Russ]. DOI: 10.25702/KSC.2220-802X.6.2018.62.175-185.
10. Zakharov V. N., Zabduryaev V. S., Fedorov E. V., Shlyapin A. V. Safety of high-performance longwall faces in methane-rich mines. *Russian Mining Industry Journal*. 2023, no. 6, pp. 64–70. [In Russ]. DOI: 10.30686/1609-9192-2023-6-64-70.
11. Fedorov E. V., Kulibaba S. B., Meshkov A. A. Analysis of the natural methane content of the Boldyrevsky formation at the mine named after. CM. Kirov JSC «SUEK-Kuzbass». *Occupational Safety in Industry*. 2021, no. 3, pp. 61–66. [In Russ]. DOI: 10.24000/0409-2961-2021-3-61-66.
12. Zolotykh S. S. Advance degassing of coal seams as a factor for increasing safety in Kuzbass mines. *Russian Mining Industry Journal*. 2019, no. 5 (147), pp. 18. [In Russ].
13. Slastunov S. V., Yutyaev E. P., Mazanik E. V., Sadov A. P., Ponizov A. V. Ensuring methane safety of mines based on deep degassing of coal seams during their preparation for intensive mining. *Ugol'*. 2019, no. 7(1120), pp. 42–47. [In Russ]. DOI: 10.18796/0041-5790-2019-7-42-47.
14. Jafarpour A., Najafi M. Selection of compatible coal seam for methane drainage operation based on uncertain geological conditions: A hybrid fuzzy approach. *Mathematical Problems in Engineering*. 2022, vol. 2022, article 4586979. DOI: 10.1155/2022/4586979.
15. Shiryayev S. N., Ageev P. G., Cherepov A. A., Petrova O. A., Fryanov V. N. Justification of directions for the development of methods and means of degassing coal mines. *Bulletin of the Siberian State Industrial University*. 2018, no. 3, pp. 28–32. [In Russ].
16. Klishin S. V., Klishin V. I. Study of the interaction of packer seals with a well during hydraulic fracturing of a coal seam. *Fiziko-tekhnicheskie problemy razrabotki poleznykh iskopaemykh*. 2020, no. 4, pp. 48–58. [In Russ]. DOI: 10.15372/FTPRPI20200406.
17. Klishin V. I., Opruk G. Yu., Klishin S. V., Svyazev S. I. Interval hydraulic fracturing of a coal seam to intensify the degassing process. *Ugol'*. 2022, no. S12 (1162), pp. 16–22. [In Russ]. DOI: 10.18796/0041-5790-2022-S12-16-22.
18. Kolikov K. S., Slastunov S. V., Mazanik E. V. Increasing the efficiency of degassing during high-performance mining of coal seams. *Occupational Safety in Industry*. 2019, no. 1, pp. 71–76. [In Russ]. DOI: 10.24000/0409-2961-2019-1-71-76.
19. Mazanik E. V., Ponizov A. V., Smetanin V. S., Slastunov S. V. Mine tests of improved coal seam hydraulic fracturing technology to increase the efficiency of preliminary degassing. *Znanie*. 2017, no. 4-1 (44), pp. 41–50. [In Russ].
20. Vasilchuk M. P., Zimich V. S., Popov V. B., Timoshenko A. M. Problems of degassing in Russian coal mines. *Occupational Safety in Industry*. 2003, no. 11, pp. 32–33. [In Russ].
21. Odintsev V. N., Zakalinsky V. M., Shipovsky I. E., Mingazov R. Ya. Assessment of the influence of main radial cracks formed during a camouflage explosion on the conditions of formation degassing. *Explosion technology*. 2023, no. 138-95, pp. 5–21. [In Russ].
22. Vasiliev A. N., Shishlyayev V. V., Kuznetsov R. V. Methodological approaches to the construction of geological and hydrodynamic models for assessing the reduction in gas content of coal seams when designing early degassing of mine fields. *Problems of Subsoil Use*. 2022, no. 2(33), pp. 5–22. [In Russ]. DOI: 10.25635/2313-1586.2022.02.005.
23. Shevchenko L. A. Basic principles of designing preliminary degassing of coal seams. *Evrasiyskoe Nauchnoe Ob"edinenie*. 2019, no. 1-7(47), pp. 424–426. [In Russ].
24. Tailakov O. V., Zastrelov D. N., Utkayev E. A., Makeev M. P. Application of carbon dioxide to intensify gas recovery of a developed coal seam. *News of the Tula state university. Sciences of Earth*. 2020, no. 4, pp. 461–468. [In Russ].
25. Ruihui Li, Zhaolong Ge, Zepeng Wang, Zhe Zhou, Jing Zhou, Chengtian Li Effect of supercritical carbon dioxide (ScCO₂) on the microstructure of bituminous coal with different moisture contents in the process of ScCO₂ enhanced coalbed methane and CO₂ geological sequestration. *Energy & Fuels*. 2022, vol. 36, no. 7, pp. 3680–3694. DOI: 10.1021/acs.energyfuels.1c04027.
26. Petrenko I. E. Results of the work of the Russian coal industry for January-December 2022. *Ugol'*. 2023, no. 3 (1165), pp. 21–33. [In Russ]. DOI: 10.18796/0041-5790-2023-3-21-33.
27. Tailakov O. V., Utkayev E. A., Makeev M. P. Fugitive methane emissions and technologies for their reduction during coal mining in Kuzbass. *Russian Mining Industry Journal*. 2022, no. 6, pp. 54–59. [In Russ]. DOI: 10.30686/1609-9192-2022-6-54-59.

28. Shishulin S. S. Methodology of comparative statistical analysis of Russian industry based on cluster analysis. *Statistics and economics*. 2017, no. 3, pp. 21 – 30. [In Russ]. DOI: 10.21686/2500-3925-2017-3-21-30.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ

Тайлаков Олег Владимирович – д-р техн. наук, профессор, главный научный сотрудник, Федеральный исследовательский центр угля и углехимии Сибирского отделения РАН, e-mail: iu@ic.sbras.ru, ORCID ID: 0000-0001-5046-0476.

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

O.V. Tailakov, Dr. Sci. (Eng.), Professor, Chief Researcher, Federal Research Center of Coal and Coal Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 650065, Kemerovo, Russia, e-mail: iu@ic.sbras.ru, ORCID ID: 0000-0001-5046-0476.

Получена редакцией 08.05.2024; получена после рецензии 07.06.2024; принята к печати 10.10.2024.
Received by the editors 08.05.2024; received after the review 07.06.2024; accepted for printing 10.10.2024.



ОТДЕЛЬНЫЕ СТАТЬИ ГОРНОГО ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКОГО БЮЛЛЕТЕНЯ (СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВЫПУСК)

ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА УДАРООПАСНОСТИ ГОРНОГО МАССИВА ПРИ ПОДЗЕМНОЙ РАЗРАБОТКЕ КИМБЕРЛИТОВЫХ РУД

(2024, № 6, СБ 17, 16 с.)

*Мустафин Вадим Игоревич*¹ – канд. техн. наук, доцент; *Савич Игорь Николаевич*¹ – д-р техн. наук, профессор; *Барнов Николай Георгиевич*¹ – д-р техн. наук, доцент; *Савич Артем Олегович*¹ – студент; ¹ НИТУ МИСиС.

При ведении горных работ на месторождениях, сложенных породами с высоким и очень высоким потенциалом удароопасности, а также при наличии высоких напряжений, возможны динамические проявления горного давления в виде горных ударов и техногенных землетрясений. В связи с этим целесообразно проводить детальную оценку этого потенциала горных пород, слагающих месторождение в разведанном контуре, для учета в процессе разработки проектных документов и при его эксплуатации. Удароопасная взаимосвязь между значениями предела прочности пород и коэффициентом хрупкости устанавливается посредством универсальной номограммы, предложенной автором критерия. Полученные значения предела прочности на сжатия и коэффициента хрупкости для каждого конкретного образца (типа пород) представляются в виде обособленной точки на графике, которая, в зависимости от своих координат может принадлежать одной из заданных областей, ограниченных параллельными кривыми на номограмме.

Ключевые слова: геологическое строение, удароопасность, критерий Kaisera P. K., процессы горного производства, метод, лабораторные испытания образцов, прочность при сжатии, потенциал к хрупкому разрушению, диаграмма распределения типов пород, номограмма, влагонасыщение, керн, кимберлиты.

ASSESSMENT OF THE IMPACT HAZARD POTENTIAL OF A MOUNTAIN RANGE DURING UNDERGROUND MINING OF KIMBERLITE ORES

*V.I. Mustafin*¹, Cand. Sci. (Eng.), Assistant Professor; *I.N. Savich*¹, Dr. Sci. (Eng.), Professor; *N.G. Barnov*¹, Dr. Sci. (Eng.), Assistant Professor; *A.O. Savich*¹, Student; ¹ NUST MISIS, 119049, Moscow, Russia.

When conducting mining operations in deposits composed of rocks with high and very high impact potential, as well as in the presence of high stresses, dynamic manifestations of rock pressure in the form of rock impacts and man-made earthquakes are possible. In this regard, it is advisable to carry out a detailed assessment of this potential of the rocks composing the deposit in the explored contour, to be taken into account during the development of design documents and during its operation. The impact-hazardous relationship between the values of the ultimate strength of rocks and the brittleness coefficient is established by means of a universal nomogram proposed by the author of the criterion. The obtained values of the compressive strength and the brittleness coefficient for each specific sample (rock type) are represented as a separate point on the graph, which, depending on its coordinates, may belong to one of the specified areas bounded by parallel curves on the nomogram.

Key words: geological structure, impact hazard, Kaisera P. K. criterion, mining processes, method, laboratory tests of samples, compressive strength, potential for brittle fracture, distribution diagram of rock types, nomogram, moisture saturation, core, kimberlites.