

Фугитивные выбросы метана и технологии их сокращения при угледобыче в Кузбассе

О.В. Тайлаков✉, Е.А. Уткаев, М.П. Макеев

Федеральный исследовательский центр угля и углехимии Сибирского отделения Российской академии наук,
г. Кемерово, Российская Федерация
✉ oleg2579@gmail.com

Резюме: Представлен ретроспективный анализ выбросов метана при угледобыче подземным и открытым способами, а также последующей деятельности с углем, извлеченным подземным способом в Кузбассе. Рассмотрены современные технологии переработки угольного метана, который выводится на поверхность вентиляционными и дегазационными системами угольных шахт для получения химических продуктов, тепловой и электрической энергии. Показано, что рациональным вариантом утилизации дегазационного метана является его использование в качестве топлива в газогенераторах, для снижения выбросов вентиляционного метана необходимо совершенствование и внедрение технологий регенеративного термического окисления обедненных метановоздушных смесей. На основе применения дисконт-факторного анализа выполнена оценка экономической эффективности утилизации дегазационного и вентиляционного метана. Установлено, что получение тепловой и электрической энергии при утилизации дегазационного метана экономически целесообразно, положительный экономический эффект проектов переработки вентиляционного метана достигается при использовании дополнительных стимулов, включающих продажу единиц сокращенных выбросов, с учетом цен на основные энергоносители. Обосновано, что утилизация угольного метана способствует снижению углеродного следа угледобывающей промышленности. Полученные результаты могут быть использованы для выбора и внедрения рациональных технологий улавливания и переработки угольного метана при угледобыче подземным способом.

Ключевые слова: метан угольных пластов, эмиссия, добыча угля, утилизация, дегазация, вентиляция

Благодарности: Исследование выполнено в рамках комплексной научно-технической программы полного инновационного цикла «Разработка и внедрение комплекса технологий в областях разведки и добычи полезных ископаемых, обеспечения промышленной безопасности, биоремедиации, создания новых продуктов глубокой переработки из угольного сырья при последовательном снижении экологической нагрузки на окружающую среду и рисков для жизни населения», утвержденной Распоряжением Правительства Российской Федерации от 11.05.2022 г. №1144-р (Соглашение № 075-15-2022-1196).

Для цитирования: Тайлаков О.В., Уткаев Е.А., Макеев М.П. Фугитивные выбросы метана и технологии их сокращения при угледобыче в Кузбассе. *Горная промышленность*. 2022;(6):54–59. <https://doi.org/10.30686/1609-9192-2022-6-54-59>

Fugitive methane emissions and technologies for their reduction in Kuzbass coal mining

O.V. Tailakov, E.A. Utkaev, M.P. Makeev✉

The Federal Research Center of Coal and Coal-Chemistry of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Kemerovo,
Russian Federation
✉ makeev75@ya.ru

Abstract: A retrospective analysis of methane emissions in underground and surface coal mining, as well as subsequent activities with coal mined in underground conditions in Kuzbass, is presented. Modern technologies for processing of coalbed methane, which is brought to the surface by ventilation and degassing systems of coal mines, to obtain chemical products, thermal and electrical energy, are considered. It is shown that a rational option for the utilization of degassing methane is its use as a fuel in gas generators; to reduce emissions of ventilation methane, it is necessary to improve and introduce technologies for regener-

ative thermal oxidation of depleted methane-air mixtures. Based on the use of discount factor analysis, an assessment of the economic efficiency of utilization of degassed and ventilation air methane was made. It has been established that it is economically feasible to obtain heat and electricity by utilizing of degassed methane, the positive economic effect of ventilation air methane processing projects is achieved by using additional incentives, including the sale of emission reduction units, taking into account the prices of the main energy resources. It is substantiated that the utilization of coalmine methane facilitates reduction of the carbon footprint of the coal mining industry. The obtained results can be used to select and implement rational technologies for capturing and processing coal methane in underground coal mining.

Keywords: coalmine methane, emission, coal mining, utilization, degassing, ventilation

Acknowledgements: The research was carried out within the framework of the comprehensive scientific and technical program of the full innovation cycle “Development and implementation of a complex of technologies in the fields of exploration and extraction of minerals, industrial safety, bioremediation, creation of new products of deep processing from coal raw materials with a consistent reduction of the environmental burden on the environment and risks to the life of the population”, approved by the Decree of the Government of the Russian Federation dated 11.05.2022, No. 1144-r (Agreement No. 075-15-2022-1196).

For citation: Tailakov O.V., Utkaev E.A., Makeev M.P. Fugitive methane emissions and technologies for their reduction in Kuzbass coal mining. *Russian Mining Industry*. 2022;(6):54–59. <https://doi.org/10.30686/1609-9192-2022-6-54-59>

Введение

Процессы добычи угля, его транспортировки и последующей переработки сопровождаются эмиссией метана. В Кузбассе усредненные коэффициенты выбросов метана при добыче угля подземным способом и последующем обращении с углем, извлеченным таким способом, составляют 15,1 м³/т и 3 м³/т, коэффициенты выбросов CH₄ при добыче угля открытым способом – 5,5 м³/т¹. В совокупном объеме в угледобывающей промышленности Кузбасса [1] ежегодно выделяется более 2 млрд м³ метана (рис. 1). При этом наибольший объем выбросов метана в 2,53 млрд м³ в последнюю декаду наблюдался в 2018 г., когда были достигнуты рекордные показатели по добыче угля в 255,3 млн т в угольной отрасли Кемеровской области. В предположении продолжающегося снижения доли подземного способа в общей добыче угля выбросы метана в угледобывающей промышленности Кузбасса в 2035 г. будут составлять 2,04–2,58 млрд м³ в год (рис. 2).

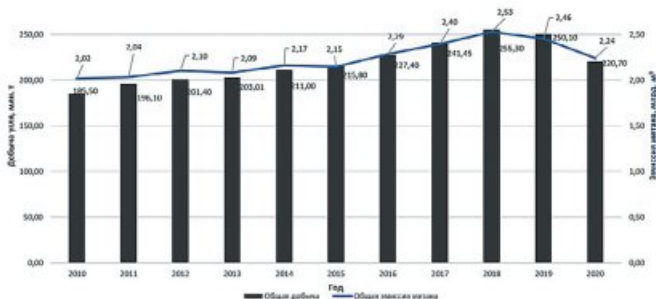


Рис. 1
Добыча угля и эмиссия угольного метана в Кузбассе

Fig. 1
Coal output and coalbed methane emission in Kuzbass

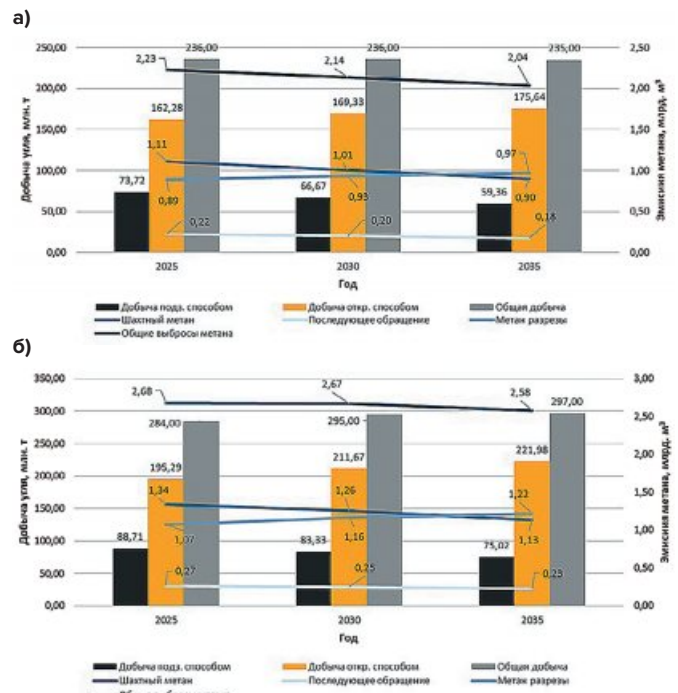


Рис. 2
Прогноз объемов угледобычи и сопровождающей эмиссии угольного метана в различных сценариях в Кузбассе:
а – умеренный;
б – оптимистический

Fig. 2
Forecast of coal mining output and associated coalbed methane emission in Kuzbass in different scenarios:
a – moderate;
b – optimistic

Методы

Способы дегазации, которые применяются на шахтах Кузбасса, включают [2]:

- предварительную дегазацию неразгруженных пластов в течение 6–12 мес скважинами, пробуренными из подземных выработок, с коэффициентом дегазации 0,15–0,25;
- текущую дегазацию неразгруженных пластов в течение 1–2 мес барьерными скважинами, пробуренными из

1 Методические рекомендации по проведению добровольной инвентаризации объема выбросов парниковых газов в субъектах Российской Федерации, утвержденные распоряжением Минприроды России от 16 апреля 2015 г. № 15-р. Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_256422/e223a74aba21265dfc5770abb00457ecbc27ca85/ (дата обращения 11.08.2022)

горных выработок, с коэффициентом дегазации 0,15–0,30; – дегазацию выработанного пространства и сближенных пластов угля в течение 3–12 мес скважинами, пробуренными с земной поверхности или из горных выработок, с коэффициентом дегазации 0,30–0,40.

Для повышения эффективности дегазации расширяющееся применение в Кузбассе находит технология направленного бурения дегазационных скважин, которая позволяет обуривать дегазируемую часть угольного пласта веером протяженных скважин из одной точки горной выработки. При этом также применяются методы и способы стимулирования газоотдачи угольных пластов путем их гидроразрыва [3; 4].

Утилизация метана позволяет существенным образом снизить его выбросы в атмосферу. Варианты применения технологий утилизации шахтного метана зависят от его концентрации в метановоздушной смеси (МВС). К рациональным вариантам переработки шахтного метана относятся следующие технологии.

Деструкция метана в факельных установках является эффективным способом снижения выбросов шахтного метана, который сжигается в камере сгорания установки при температуре 1000–1200 °С. Работа системы обеспечивается при концентрации CH_4 в метановоздушной смеси, превышающей 25%. Вырабатываемое при этом тепло рассеивается в атмосфере.

Получение электрической и тепловой энергии в модульных теплоэлектростанциях. Метан в станцию подается по надземному трубопроводу от скважин за счет работы насоса с концентрацией метана более 30%. Затем газ поступает в двигатель внутреннего сгорания, который приводит в действие низковольтный генератор трехфазного тока (400 В). Производимая электрическая энергия через трансформаторную станцию поступает в сеть электропитания. Вырабатываемая при этом тепловая энергия может быть использована непосредственно на площадке установки станции для ее обогрева в зимнее время.

Утилизация метана в котельных. Эффективным методом утилизации метана является сжигание метановоздушной смеси в котлоагрегатах шахтных котельных. Сжигание кондиционных метановых смесей осуществимо как самостоятельно, так и совместно с углем. В котельную метановоздушная смесь поступает по надземному трубопроводу от скважин за счет работы насоса с концентрацией метана более 30%. Предварительно газ проходит конденсатосборники, газовую регулировочную установку, огнепреградитель, электромагнитный клапан и измерительный комплекс учета газа [5]. Полученное тепло используется в системах теплоснабжения: отопление, горячее водоснабжение и технологические нужды.

Производство химических продуктов. Шахтный метан можно использовать в качестве компонента для получения метанола, формалина, сажи, аммиака, водорода, ацетилена, производных для производства пластмасс, искусственного волокна. Получаемые при этом химические вещества востребованы в различных отраслях промышленности. Метанол используется при производстве пластмасс, формальдегида, как присадка к топливу и в качестве самостоятельного топлива, а также может быть использован для производства кормового белка. С использованием ацетилена производятся винилхлорид, уксусный ангидрид, хлоропреновый каучук. Вместе с тем основным направлением химической переработки метана угольных пластов является его трансформация в синтез-газ (смесь

CO и H_2) с последующим получением химических соединений NH_3 , CH_3OH , одноатомных насыщенных и ненасыщенных спиртов, моторных топлив и иных химических веществ. Синтез-газ различного состава получают с использованием технологий паровой конверсии CH_4 , частичного каталитического окисления (ПКО), автотермического риформинга [6], методов прямого окисления CH_4 в CH_3OH , термического разложения CH_4 и адиабатической конверсии CH_4 (АКМ) [7].

Переработка вентиляционного метана. Метан, извлекаемый системами вентиляции ($\text{C} > 0,75\%$) и управления газовой выделением ($\text{C} > 3,5\%$), характеризуется низкой концентрацией. Его переработка возможна в качестве основного и вспомогательного топлива. Основными технологиями утилизации вентиляционного метана являются: тепловое окисление, каталитическое дожигание метана в газотурбинных установках, подача вентиляционного метана в составе топливной смеси в котлы и двигатели внутреннего сгорания. Технологии теплового окисления и каталитического дожигания являются инновационными технологиями [8], которые пока имеют ограниченное применение [9]. В качестве дополнительного топливного компонента метановоздушной смеси используется в так называемом «дутье» при утилизации основного топлива. Для переработки вентиляционного метана в качестве основного топлива необходима стабильная и более высокая концентрация CH_4 , чем при его использовании совместно с газовой смесью из систем дегазации.

Результаты

На основе анализа зарубежного и российского опыта переработки шахтного метана можно заключить, что из рассмотренных выше наилучшей доступной технологией утилизации этого газа является использование шахтного метана для получения тепловой и электрической энергии в мобильных комплектных теплоэлектростанциях, в которых генерация электроэнергии осуществляется путем использования газогенераторов для переработки высококонцентрированного дегазационного метана. Такие установки могут быть использованы для переработки вентиляционного метана при его смешивании с дегазационным метаном. Для сокращения выбросов метана в атмосферу с целью снижения углеродного следа угледобывающей промышленности целесообразно применение факельных установок, совмещенных с сухими ротационными насосами, которые используются для извлечения дегазационного метана. Перспективным направлением утилизации фугитивных выбросов метана является переработка этого газа, извлекаемого вентиляционными системами угольных шахт, в установках каталитического дожигания обедненных метановоздушных смесей или регенеративного термического окисления (РТО) [10]. Углубленный экономический анализ применения этих технологий показывает следующее. Использование шахтного метана для производства тепловой и электрической энергии в газогенераторах. Примем, что капитальные затраты для типового проекта, предусматривающего установку двух газогенераторов мощностью 1,5 МВтэ, составляют 182,94 млн руб. и включают стоимость проектирования, приобретения газогенераторных станций, трансформаторной подстанции, блока сепарации и подготовки газа, выполнения строительно-монтажных работ [11]. При стоимости электроэнергии 2,94 руб./кВт·ч и работе газогенераторов в течение 248 сут с учетом времени, необходимого

Таблица 1
Экономическая оценка получения тепловой и электрической энергии при утилизации дегазационного метана, тыс. руб.

Статья	Год									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Капитальные затраты	-182940	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Операционные затраты, в т.ч.	-	23626,92	23261,04	22895,16	22529,28	22163,40	21797,52	21431,64	21065,76	18804,93
амортизация	-	18294	18294	18294	18294	18294	18294	18294	18294	18294
НДС	-	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
зарплата	-	1920	1920	1920	1920	1920	1920	1920	1920	25
налог на имущество	-	3293	2927	2561	2195	1829	1464	1098	732	366
материалы	-	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Доход	-	80110,98	80110,98	80110,98	80110,98	80110,98	80110,98	80110,98	80110,98	80110,98
Денежный поток	-	56484	56850	57216	57582	57948	58313	58679	59045	61306
ЧПС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	136602,37

Table 1
Economic assessment of heat and electric power production by utilization of degassing methane ('000 rubles)

Таблица 2
Экономическая оценка получения электрической энергии при утилизации вентиляционного метана (тыс. руб.) с учетом продажи ЕСВ по цене 100 долл. (6098 руб.)/тCO₂э

Статья	Год									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Капитальные затраты	-1524500	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Операционные затраты, в т.ч.	-	181931	178882	175833	172784	169735	166686	163637	160588	157539
амортизация	-	152450	152450	152450	152450	152450	152450	152450	152450	152450
НДС	-	20	20	20	20	20	20	20	20	20
зарплата	-	1920	1920	1920	1920	1920	1920	1920	1920	1920
налог на имущество	-	27441	24392	21343	18294	15245	12196	9147	6098	3049
материалы	-	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Доход	-	1778589,93	1778589,93	1778589,93	1778589,93	1778589,93	1778589,93	1778589,93	1778589,93	1778589,93
Денежный поток	-	1615450,85	1618499,85	1621548,85	1624597,85	1627646,85	1630695,85	1633744,85	1636793,85	1639842,85
ЧПС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7125578,13

Table 2
Economic assessment of the production of electric energy by utilization of ventilation air methane (thousand rubles), taking into account the sale of ERUs at 100 USD (6098 rubles)/tCO₂e

на техническое обслуживание оборудования, годовая выручка по проекту составит 52 533 601,92 руб. С учетом продажи вырабатываемой тепловой энергии по цене 1 769,78 руб. за 1 Гкал дополнительная выручка по проекту составит 27 117 351,33 руб. Исходя из перерабатываемого объема метана 15 м³/мин и с учетом установленной ставки за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух стационарными источниками 128,52 руб. за тонну метана, применяемой в РФ в 2022 г., экономия за выбросы метана в атмосферу составит 460 026,26 руб. в год. Таким образом, общая годовая выручка при утилизации шахтного метана в теплоэлектростанции мощностью 3 МВт составляет 80 110,98 руб. С учетом операционных расходов и ставки дисконтирования 10% чистая приведенная стоимость проекта составляет 136 602,37 тыс. руб. при утилизации метана в течение 10 лет (табл. 1). Экономическая эффективность проекта существенно повышается, если учитывать возможность продажи единиц сокращенных выбросов по цене 100 долл. США (6 098 руб.) за 1 тCO₂э, которая соответствует текущим ценам на европейском углеродном

рынке. При этом чистая приведенная стоимость составляет 2 764 953,29 тыс. руб. При 10 долл. США (609,8 руб.) за 1 тCO₂э – ЧПС = 399 437,46 тыс. руб.

Наибольшие объемы метана, который десорбируется в процессе угледобычи, выводятся на поверхность системами проветривания угольных шахт. Очевидно, что для существенного сокращения выбросов метана в угольной промышленности необходимо внедрять технологии, направленные на переработку вентиляционного метана. Однако пока такие технологии – дорогостоящие и имеют большие сроки окупаемости. Применение установок РТО позволяет получить два вида продукта – тепло и электричество. Для обеспечения тепловой энергией потребителя требуются только РТО и теплообменный модуль. Для производства электроэнергии необходимы паровая турбина и комплекс периферийного оборудования. Средний расчетный расход метана по шахтам Кузбасса в пересчете на 100%-ную концентрацию составляет порядка 9 млн м³/год, а установки от 250 000 нм³/ч способны утилизировать практически весь объем выделяемой МВС с низкими ка-

чественными характеристиками. Соответственно, средняя производительность системы, предлагаемой к внедрению, определяется в 250 000 нм³/ч, ее изменения должны рассчитываться в соответствии с объемами выделяемой метановоздушной смеси. Примем капитальные затраты системы для производства электрической энергии 1 524 500 тыс. руб. для установки VOCSIDIZER™, которая перерабатывает метан с его содержанием в метановоздушной смеси 0,9% и обеспечивает производство электроэнергии с мощностью 5 МВт². Без учета продаж ЕСВ чистая приведенная стоимость проекта – отрицательная. Положительные значения ЧПС принимает при продаже ЕСВ по цене более 76 долл. США (4663 руб.) за тCO₂э. При цене ЕСВ 100 долл. США (6 098 руб.)/тCO₂э ЧПС = 7 125 578,13 тыс. руб.).

Обсуждение результатов

Эффективность комплексной дегазации угольных пластов в Кузбассе достигает 75–80%. Однако в среднем она составляет 30% в зависимости от горно-геологических условий, применяемого оборудования и методов стимуляции газоотдачи угольных пластов. В соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 04.11.2020 г. №666 к 2030 г. необходимо обеспечить сокращение выбросов парниковых газов до 70% относительно уровня 1990 г. «с учетом максимально возможной поглощающей способности лесов и иных экосистем и при условии устойчивого и сбалансированного социально-экономического развития Российской Федерации»³. Некоторые угольные компании, которые ведут добычу угля в Кузбассе, планируют участвовать в создании карбоновых полигонов в целях выполнения поставленной задачи. Вместе с тем необходимо использовать потенциал сокращения выбросов метана при угледобыче. В 1990 г. в Кузбассе было добыто 80,97 млн т угля подземным способом и 61,43 млн т угля открытым способом. При этом в атмосферу было выброшено 1,47 и 0,34 млрд м³ метана соответственно. Установленный Указом Президента Российской Федерации уровень в 70% для

выбросов парниковых газов относительно уровня 1990 г. составляет 1,03 и 0,24 млрд м³ для метана, выделяющегося при добыче угля подземным и открытым способами. В связи с увеличением объемов угледобычи в Кузбассе на временном интервале 2010–2020 г. ежегодная эмиссия метана при извлечении угля и последующей деятельности превышает допустимый уровень выбросов при условии пропорционального распределения заданных сокращений парниковых газов по секторам. При этом ожидается, что в 2030 г. в Кузбассе выбросы метана составят 1,21 и 1,51 млрд м³ при подземной добыче угля соответственно в умеренном и оптимистическом сценариях и 0,93 и 1,16 млрд м³ при добыче угля открытым способом соответственно в умеренном и оптимистическом сценариях. Заметим, что в оценках выбросов метана при добыче угля подземным способом здесь и ранее приводятся оценки суммарных выбросов, сопровождающих собственно угледобычу, а также объемы метана, выделяющегося в последующей деятельности. Оба сценария предопределяют необходимость внедрения систем утилизации шахтного и вентиляционного метана для обеспечения снижения выбросов парниковых газов в РФ в угольном секторе до уровня, не превышающего 70% от базового уровня.

Заключение

Выполненные оценки выбросов метана, сопровождающих процессы угледобычи, подтверждают необходимость снижения эмиссии этого парникового газа, в соответствии с требованиями нормативно-правовых актов Российской Федерации в сфере регулирования содержания загрязняющих веществ в атмосфере. Для утилизации угольного метана целесообразно применять технологию его переработки для получения электро- и теплоэнергии в газогенераторах. Учитывая объемы выбросов вентиляционного метана, необходимо совершенствование и внедрение технологий утилизации метановоздушных смесей с низким содержанием метана. Ожидается, что развитие этого направления будет способствовать снижению углеродного следа угледобывающей промышленности.

² Метан из угольных шахт: возможности сокращения выбросов, совершенствования сбора и утилизации. Глобальная метановая инициатива; 2011. 4 р. Режим доступа: https://globalmethane.org/documents/coal_fs_rus.pdf

³ Указ Президента РФ от 04.11.2020 № 666 О сокращении выбросов парниковых газов. Официальный сайт Президента РФ. Режим доступа: <http://www.kremlin.ru/acts/bank/45990> (дата обращения 06.08.2022)

Список литературы

- Петренко И.Е., Шинкин В.К. Итоги работы угольной промышленности России за январь-март 2022 года. *Уголь*. 2022;(6):6–16. <https://doi.org/10.18796/0041-5790-2022-6-6-16>
- 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):28–32.
- Ютяев Е.П., Садов А.П., Мешков А.А., Хаутиев А.М., Тайлаков О.В., Уткаев Е.А. Оценка фильтрационных свойств угля в гидродинамических испытаниях дегазационных пластовых скважин. *Уголь*. 2017;(11):24–29. <https://doi.org/10.18796/0041-5790-2017-11-24-27>
- Клишин В.И., Тащиенко А.Л., Опрук Г.Ю. Инновационные методы интенсификации процесса дегазации угольных пластов из подготовительных выработок. *Вестник Кузбасского государственного технического университета*. 2017;(6):89–97. <https://doi.org/10.26730/1999-4125-2017-6-89-96>
- Тайлаков О.В., Застрелов Д.Н., Уткаев Е.А., Соколов С.В., Кормин А.Н., Смыслов А.И. Направления утилизации шахтного метана. *Вестник Кузбасского государственного технического университета*. 2015;(6):62–67. Режим доступа: <https://journals.kuzstu.ru/article/2977.pdf>
- Носков А.С., Пармон В.Н. Каталитические технологии для расширения топливно-сырьевой базы России за счет нетрадиционных источников углеродсодержащего сырья. *Газохимия*. 2008;(2):20–24.
- Караваев М.М., Леонов В.Е., Попов И.Г., Шепелев Е.Т. *Технология синтетического метанола*. М.: Химия; 1984. 240 с.

8. Zhu J., Li J., Wei J., Niu X., Wu H., Wei L., Chen B., Huang J., Pan L., Li C. Application of catalytic oxidation technology adopting the reverse flow reactor. *Beijing Huagong Daxue Xuebao (Ziran Kexueban)/Journal of Beijing University of Chemical Technology (Natural Science Edition)*. 2018;45(5):1–7. <https://doi.org/10.13543/j.bhxbzr.2018.05.001>
9. Горн Е.В., Куркутов С.А., Снигирев В.В., Ковтун А.А. Технологические схемы утилизации вентиляционного метана (МВС). *Горный информационно-аналитический бюллетень*. 2019;(S38):45–51. <https://doi.org/10.25018/0236-1493-2019-11-38-45-51>
10. Pengfei G. Design and economic evaluation of low concentration methane (CMM) regenerative thermal oxidation heating system. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2019;242(2): 022058. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/242/2/022058>
11. Артемьев В.Б., Костеренко В.Н., Садов А.П., Тайлаков О.В., Застрелов Д.Н., Уткаев Е.А. *Извлечение и переработка угольного метана*. М.: Горное дело; 2016. 208 с.

References

1. Petrenko I.E., Shinkin V.K. Russia's coal industry performance for January – March, 2022. *Ugol'*. 2022;(6):6–16. (In Russ.) <https://doi.org/10.18796/0041-5790-2022-6-6-16>
2. Shirjaev S.N., Ageev P.G., Cherepov A.A., Petrova O.A., Frjanov V.N. Substantiation of directions of coal mines gas drainage methods and tools development. *Bulletin of the Siberian State Industrial University*. 2018;(3):28–32. (In Russ.)
3. Yutyaev E.P., Sadov A.P., Meshkov A.A., Khautiev A.M., Tailakov O.V., Utkaeв E.A. Evaluation of coal filtration properties in the hydrodynamic tests of degassing formation wells. *Ugol'*. 2017;(11):24–29. (In Russ.) <https://doi.org/10.18796/0041-5790-2017-11-24-27>
4. Klishin V.I., Tacienco A.L., Opruk G.Yu. Innovative methods of intensification of the process of degassing of coal seams of preparatory workings. *Bulletin of the Kuzbass State Technical University*. 2017;(6):89–97. (In Russ.) <https://doi.org/10.26730/1999-4125-2017-6-89-96>
5. Tailakov O.V., Zastrelov D.N., Utkaeв E.A., Sokolov S.V., Kormin A.N., Smyslov A.I. Prospects of the coal mine methane utilization. *Bulletin of the Kuzbass State Technical University*. 2015;(6):62–67. (In Russ.) Available at: <https://journals.kuzstu.ru/article/2977.pdf>
6. Noskov A.S., Parmon V.N. Catalytic technologies for expanding the fuel and raw material base of Russia due to unconventional sources of carbon-containing raw materials. *Gazokhimiya*. 2008;(2):20–24. (In Russ.)
7. Karavaev M.M., Leonov V.E., Popov I.G., Shepelev E.T. *Synthetic methanol technology*. Moscow: Khimiya; 1984. 240 p. (In Russ.)
8. Zhu J., Li J., Wei J., Niu X., Wu H., Wei L., Chen B., Huang J., Pan L., Li C. Application of catalytic oxidation technology adopting the reverse flow reactor. *Beijing Huagong Daxue Xuebao (Ziran Kexueban)/Journal of Beijing University of Chemical Technology (Natural Science Edition)*. 2018;45(5):1–7. <https://doi.org/10.13543/j.bhxbzr.2018.05.001>
9. Gorn E.V., Kurkutov S.A., Snigirev V.V., Kovtun A.A. Technological schemes of utilization of ventilation air methane (VAM). *Mining Informational and Analytical Bulletin*. 2019;(S38):45–51. (In Russ.) <https://doi.org/10.25018/0236-1493-2019-11-38-45-51>
10. Pengfei G. Design and economic evaluation of low concentration methane (CMM) regenerative thermal oxidation heating system. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2019;242(2): 022058. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/242/2/022058>
11. Artemiev V.B., Kosterenko V.N., Sadov A.P., Tailakov O.V., Zastrelov D.N., Utkaeв E.A. *Coalbed methane recovery and utilization*. Moscow: Gornoe delo; 2016. 208 p. (In Russ.)

Информация об авторах

Тайлаков Олег Владимирович – доктор технических наук, профессор, главный научный сотрудник, Федеральный исследовательский центр угля и углехимии Сибирского отделения Российской академии наук, Кемерово, Российская Федерация; e-mail: oleg2579@gmail.com

Уткаев Евгений Александрович – кандидат технических наук, старший научный сотрудник, Федеральный исследовательский центр угля и углехимии Сибирского отделения Российской академии наук, Кемерово, Российская Федерация; e-mail: utkaev@uglemetan.ru

Макеев Максим Павлович – кандидат технических наук, старший научный сотрудник, Федеральный исследовательский центр угля и углехимии Сибирского отделения Российской академии наук, Кемерово, Российская Федерация; e-mail: makeev75@ya.ru

Information about the authors

Oleg V. Tailakov – Dr. Sci. (Eng.), Professor, Chief Scientific Researcher, The Federal Research Center of Coal and Coal-Chemistry of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Kemerovo, Russian Federation; e-mail: oleg2579@gmail.com

Maxim P. Makeev – Cand. Sci. (Eng.), Senior Scientific Researcher, The Federal Research Center of Coal and Coal-Chemistry of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Kemerovo, Russian Federation; e-mail: makeev75@ya.ru

Evgeniy A. Utkaeв – Cand. Sci. (Eng.), Senior Scientific Researcher, The Federal Research Center of Coal and Coal-Chemistry of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Kemerovo, Russian Federation; e-mail: utkaev@uglemetan.ru

Article info

Received: 12.10.2022

Revised: 02.11.2022

Accepted: 03.11.2022

Информация о статье

Поступила в редакцию: 12.10.2022

Поступила после рецензирования: 02.11.2022

Принята к публикации: 03.11.2022