© М.Г. Коряга, В.А. Волошин, И.И. Сычев, 2015

УДК 622.817.4:622.411.33

М.Г. Коряга, В.А. Волошин, И.И. Сычев

УГОЛЬНЫЙ МЕТАН КАК АЛЬТЕРНАТИВА СЛАНЦЕВОМУ ГАЗУ

Обоснована проблема восполнения ресурсов топливно-энергетического баланса газообразных углеводородов. Приведены причины активизации процессов разработки месторождений не традиционных газообразных углеводородов. Выявлены предпосылки для развертыванию полномасштабных работ по добыче сланцевого газа на территории США. Приведены объемы запасов сланцевого газа по оценкам 1997 года и пересмотренные по данным исследований Управлением энергетической информации США в 2011 г. Рассмотрены недостатки технологии добычи сланцевого газа и сопутствующие экологические проблемы. Альтернативой сланцевому газу предложен метан угольных пластов. Выявлены основные источники метана угольных пластов в чистом виде и в виде метановоздушной смеси (МВС), получаемой системой дегазации и извлекаемой из закрытых шахт. Приведены ресурсы метана по основным угольным бассейнам РФ. Проанализирован опыт добычи метана неразгруженных угольных пластов в ряде ведущих стран, в том числе и в России. Показано негативное влияние метанообильности на производительность очистных забоев шахт. Пояснено влияние газового фактора на интенсивность подземной добычи угля и повышение ее за счет снижении метаноносности пласта. Предложено применение заблаговременной схемы дегазации с применением многофункциональных наклонно-горизонтальных скважин. Рассмотрены варианты использования МВС систем дегазации и газа скапливающегося в закрытых шахтах. Проанализирован зарубежный опыт добычи и утилизации газа закрытых шахт с перечислением достоинств и недостатков технологии. Даны рекомендации для устранения этих недостатков за счет предлагаемой авторами методики геологоразведочных работ по оценке ресурсов газа в отработанных пространствах шахт и перспективности его промышленной добычи и утилизации. Предложен ряд основных технологий по получению тепловой и электроэнергии из добытого газа.

Ключевые слова: метан угольных пластов, закрытые шахты, технология добычи метана, геологоразведка ресурсов газа.

Добыча газообразных углеводородов в мире из месторождений считавшихся ранее не эффективными к разработке напрямую связанный с динамикой региональных и мировых цен на газовое топливо.

Основными источниками ископаемого газового топлива, из числа не традиционных, в мире являются ресурсы попутного газа нефтяных месторождений, сланцевого газа и метана угольных пластов.

После развития технологий направленного бурения скважин появилась возможность их эффективной разработки.

Первая коммерческая скважина в сланцевых пластах была пробурена в США в начале XIX в. Основная сложность при добычи из газосодержащих сланцев низкая проницаемость пластов представляющих собой измельченный песок, превратившийся в окаменевшую глину. В 70-х годах прошлого века геологоразведка выявила на территории США четыре сланцевые структуры (Barnett, Haynesville, Fayetteville и Marcellus). Промышленная добыча на этих площадях была признана нерентабельной и изыскания в области создания соответствующих технологий прервались после

Таблица 1

Запасы сланцевого газа в мире [2]

Регион	Исследование 1997 г., трлн фут^3/ трлн м^3	Исследование EIA* 2011 г., трлн фут^3/ трлн м^3
Северная Америка	3842	7140
Южная Америка	2117	4569
Европа	549	2587
Африка	1548	3962
Азия	3528	5661
Австралия	2313	1381
Другие страны	2215	нет данных
Итого	16 112/456	25 300/716
* – по данным исследований Управления энергетической информации США.		

падения цен на нефть в 1980-х годах [1].

Промышленная разработка сланцевого газа в США стала рентабельной после массового ввода в эксплуатацию современного бурового оборудования и технологии направленного бурения скважин. Отдельные малонаселенные территории позволили добычным компаниям без особых трудностей заложить плотную сеть скважин и обосновать экологическую безопасность проведения гидравлического разрыва пластов с использованием химических реагентов.

После интенсивного наращивания объемов бурения скважин на месторождениях сланцевого газа произошел закономерный резкий прирост объемов его добычи. Запасы его в мировых масштабах были пересмотрены Управление энергетической информации США в большую сторону как видно из табл. 1.

Первым недостатком добычи сланцевого газа является быстрое истощение месторождений и как следствие необходимость ежегодно приращивать фонд добычных скважин [3].

Вторым существенным недостатком стала экология в виде загрязнения почвы и грунтовых вод реагентами применяемыми при гидроразрыве.

На территории России есть несколько территорий где геологоразведочными работами были выявлены газоносные структуры схожие по характеристикам со структурами месторождений сланцевого газ США. Ресурсы подтвержденные бурением более чем 40 скважин составляют 38 трлн м^3 газа [4].

Альтернативой сланцевому газу является метан угольных пластов. Источники метана угольных месторождений пригодные для промышленного использования можно разделить на три основные группы.

Первая это – газ добываемый из не разгруженных от горного давления (не нарушенных горными работами) угольных пластов. Состав такого газа близок к природному с концентрацией метана от 80 до 98% [5].

Вторая группа – метан в метановоздушной смеси (МВС) получаемой системой дегазации шахт.

Третья группа – метан в МВС из выработанных пространств закрытых и законсервированных шахт. Эта группа так же относиться к дегазации угольных платов.

Концентрации метана в МВС во второй и третьей группах могут значительно колебаться. Диапазоны колебаний метана в МВС точно оговорены

в инструкции по дегазации угольных шахт.

Концентрация добываемого при дегазации метана в МВС для его использования должна быть не ниже 25% для факельных установок, 30% – в качестве топлива для котельных установок, 35% – для газомоторных установок и не ниже 50% – для бытовых нужд [6].

Ресурсы метана (первой группы) из неразгруженных угольных пластов в России оцениваются в 83,7 трлн м^3, в Кузбассе в 13 100 млрд м^3. Для Кузбасса оценка ресурсов углей и метана соответствует глубине до 2000 м [7]. Ресурсы метана по основным угольным бассейнам страны приведены в табл. 2.

Добыча метана неразгруженных угольных пластов ведется в ряде ведущих стран, в том числе и в России. Проект реализуемый ОАО «Газпром» в Кузбассе показал свою перспективность. Необходимость применения технологии добычи метана для заблаговременной дегазации угольных пластов является мировой нормой безопасного ведения подземной угледобычи.

На российских шахтах, 83% из которых метанообильны, влияние газового фактора на производительность очистных забоев весьма ощутимо, поскольку угольные месторождения, расположенные на территории России, наиболее метаноносные в мире. В среднем в каждой тонне российского угля заключено 11,3 кг метана, что в 1,7 и 2,4 раза выше, чем в природных углях США и Австралии соответственно. Поэтому фактору газа должно уделяться больше внимания, причем дегазации следует подвергать не только сближенные пласты, но и разрабатываемые, поскольку интенсивная выемка угля комбайнами приводит к обильным выделениям метана из обнажаемых поверхностей пласта и отбиваемого угля. Например, при снижении метаноносности пласта за счет его дегазации на 2 куб.м/т и отбойке 10 т угля в минуту метановыделение в призабойном пространстве лавы будет уменьшено на 15–20 куб.м/мин и фактор газа в меньшей степени будет лимитировать производительность угледобывающей техники, повысится и коэффициент машинного времени, что весьма положительно скажется на показателях работы комплексно-механизированных забоев.

Инвестирование в утилизацию шахтного газа является наиболее рискованным бизнесом для углеводородных фондов, поэтому они просят до 50% получаемой прибыли. Успешно работающие угольные компании осуществляют самофинансирование эмиссионных проектов. Стоимость финансирования через инвесторов можно значительно уменьшить, если угольная компания перенимает более 50–60% инвестиро-

Таблица 2

Ресурсы метана по основным угольным бассейнам РФ

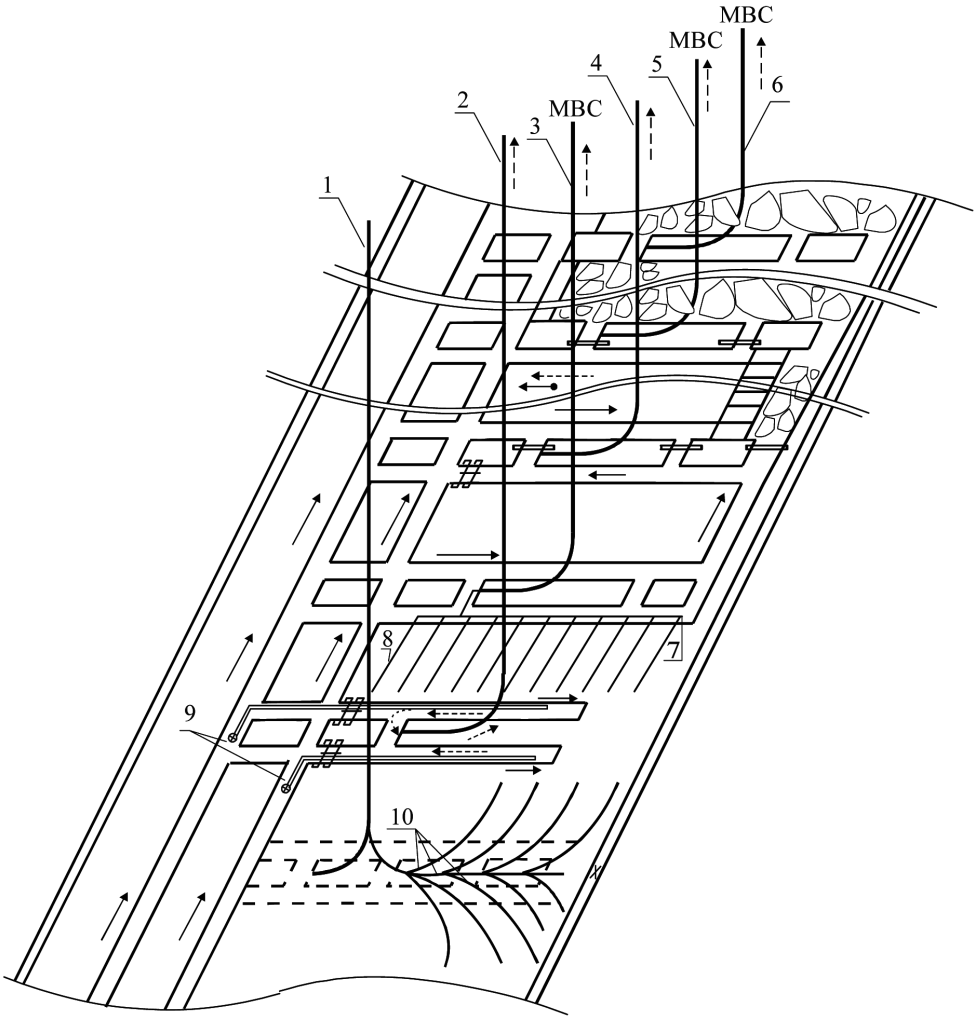
Бассейны и месторождения угля	Ресурсы угля, млрд т	Ресурсы метана, млрд м^3
Кузнецкий	615	13 100
Печорский	235	1942
Южно-Якутский	38,2	680
Тунгусский	1873	20 000
Ленский	200	3000
Таймырский	185	4000

вания, что обязывает шахту к повышению надежности обеспечением газом.

Так же возможно применение схемы добычи газа с применением многофункциональной наклонно-горизонтальной скважины (рисунок).

Использование такой скважины в несколько этапов позволит полностью окупить затраты на бурение.

На первом этапе скважина используется для добычи метана и сбора дополнительной геологической информации, на втором для отвода исходящей струи из подготовительного



Применением многофункциональной наклонно-горизонтальной скважины в условиях угольной шахты: 1 – ствол скважины (вертикальная и наклонная части) пробуренный на полный диаметр, 2 – скважина работающая на выдачу исходящей из проходческих забоев, 3 – сохраняемая часть скважины для подключения к подземной дегазационной сети, 4 – сохраняемая часть скважины для проветривания сохраняемой выработки, 5 и 6 – сохраняемая часть скважины используемая для извлечения МВС из выработанного пространства, 7 – подземный дегазационный трубопровод, 8 – подземные дегазационные скважины, 9 – ВМП, 10 – дополнительные горизонтальные стволы для добычи метана

забоя, на третьем этапе к скважине подключается сеть подземных дегазационных скважин. На последнем этапе оставшаяся часть скважины после подработки ее лавой используется для дегазации выработанного пространства [8].

Весь полученный газ можно утилизировать поэтапно для нужд шахты с получением тепловой и электроэнергии.

Ресурсы метана (второй группы) получаемого системой дегазации шахт гораздо сложнее использовать. Связанно это с его нестабильной концентрацией и совмещением процесса добычи газа с процессами ведения подземных горных работ. Однако технологий утилизации такого газа разработаны с учетом изменения его концентрации во времени.

Производство электричества из шахтного газа не требует очень высоких концентраций. Как правило, шахтный газ может утилизироваться использоваться при содержании метана свыше 25% и при проведении предварительной очистки и сушки. Каптируемый газ наиболее часто используется в двигателях внутреннего сгорания, которые способны производить тепло- или электроэнергию.

На сегодняшний день в мире существует ряд проектов, где шахтный метан используется для производства электричества. Наибольшим опытом ведения подобных проектов (свыше десяти лет) обладают Австралия, Германия, Япония, Великобритания и США. Сегодня в мире существует около пяти десятков электростанций, работающих на шахтном газе, суммарной мощностью свыше 300 МВт. Индивидуальная производственная мощность таких электростанций может сильно различаться, начиная от мини-электростанций в 150 кВт до самой крупной станции в 94 МВт.

Самая крупная электростанция, работающая на шахтном метане, начала свою работу в Австралии, в штате New South Wales. В качестве топлива для 94-х газовых двигателей внутреннего сгорания, каждый из которых мощностью в один МВт, используется шахтный газ трех подземных угольных шахт, принадлежащих компании BHP Billiton. При разработке проекта было принято решение использовать модульные энергопроизводящие установки малой мощности, так как это позволяет оптимизировать нагрузку электростанции. При колебаниях подачи шахтного газа только необходимое количество двигателей находится в работе, функционируя со стопроцентной нагрузкой, в то время как остальные двигатели останавливаются. Подобный модульный подход часто применяется на действующих шахтах, где количество и концентрация шахтного газа подвержены постоянным колебаниям. Помимо оптимизации нагрузки использование небольших модулей, заключенных в контейнеры, удобно из-за возможности дистанционной сборки, легкости перемещения (например, на другую шахту) и возможности постепенного наращивания мощности.

Имеются и недостатки технологии утилизации МВС действующей шахты связанные с нестабильная концентрация газа:

• на действующих шахтах среднее время работы контейнерной газомоторной установки не превышает 7000 ч в год, причины: технологические и профилактические работы в шахтах, а также нестабильность концентрации CH4, периодическое ее снижение ниже 25–30%;

• возрастают эксплуатационных затрат при длительной концентрации CH4 менее 30% в МВС.

Ресурсы метана (третей группы) – метан в МВС из выработанных пространств закрытых и законсервированных шахт.

При закрытии шахт в выработанных пространствах остается значительное количество метана (по прогнозам, объемы метана в выработанных пространствах в 2–3 раза превышают объем газа, выделившегося при добыче).

В нашей стране опыт добычи метана из отработанных полей отсутствует, но мировая практика подтверждает экономическую эффективность отсоса газа из выработок закрытых шахт:

• в Австралии из шахты «Бэлмайн», закрытой после взрыва в 1942 г., в течение 25 лет каптировали 365 млн м^3 метана (средний дебит – 33,5 м^3/мин.) газа, содержащего 50 – 60% метана и 3% этана на сумму более 40 млн дол. США;

• в Сааре (Германия) из закрытой в 1959 г. шахты «Санта-Барбара» до 1985 г. извлечено 265 млн м^3 (средний дебит – 20,2 м^3/мин) на сумму 29,15 млн дол. США;

• с конца 1970-х гг. во Франции (Нор и Па-де-Кале) проводились работы по извлечению метана из отработанных полей угольных шахт. За период 1982 – 1984 гг. (около 3 лет) каптировано 9 млн м^3 (средний дебит составил 6,5 м^3/мин, концентрация метана – до 70%). Общий объем извлеченного метана только в 1985 г. составил 55 млн м^3 (средний дебит 104,6 м^3/ мин) на сумму 6,05 млн дол. США;

• газ высокого качества из скважин выработанного пространства получали на четырех шахтах бассейна Варриор-Блу Крик № 3, 4, 5, 7 при глубинах 500 – 700 м. Согласно последним отчетам, на четырех шахтах из 85 скважин добывался газ в объеме 1 млн м^3 в сут. За семь лет шахта продала 1,5 млрд м^3 метана на сумму 100 млн дол. США [9].

Широкомасштабная добыча и использование газа закрытых шахт во многих странах для выработки электроэнергии выявило следующие проблемы:

• на отдельных закрытых шахтах газ после 3–5 лет работы резко убывает, падает концентрация;

• бурение скважин на полях закрытых шахт является технически сложным и дорогостоящим;

• большие первоначальные капитальные (1 млн евро за 1 МВт) и эксплуатационные затраты (более 200–300 тыс. евро в год на 1 МВт):

• электрическую и тепловую энергию из-за отсутствия постоянных потребителей не всегда можно использовать [10].

Проблемы добычи газа закрытых шахт возможно решить на этапе выбора объектов для газодобычи.

Первоначально необходимо определить границы участка для расположения добычных скважин. На основании технической документации закрытой или ликвидированной шахты выбрать участки перспективные для добычи газа. Такими участками являются выработанные пространства шахты.

Далее необходимо проверить наличие признаков фильтрации газа на поверхность. Проведение газовой съемки поверхности позволит предварительно оценить объемы фильтрации газа в выработанные пространства шахты.

На основании полученных данных проектируется расположение сети разведочных скважин для подтверждения дебита газа и уточнения гидрогеологических условий участка работ.

Мониторинг дебита газа по разведочным скважинам позволит дать заключение о целесообразности разбуривания участка сетью эксплуатационных скважин и перехода к этапу утилизации полученного газа.

Весь полученный газ возможно эффективно утилизировать на месте. Среди различных вариантов использования шахтного метана блочная установка позволяет добиваться

максимальной финансовой отдачи, в то же время, обеспечивая шахту и близлежащие населенные пункты надежным источником электричества и тепла и снижая выбросы в атмосферу парникового газа.

В мировой электроэнергетике накоплен большой опыт в разработке, производстве, эксплуатации систем автономного и резервного электроснабжения на основе электростанций потребительской мощности от 100–10 000 кВт с поршневым двигателем, работающем на природном газе.

Эти электростанции характеризуются экологичностью, дешевизна вырабатываемой электроэнергии, возможность использования получаемого при работе тепла, близость к потребителю, отсутствие необходимости в дорогостоящих ЛЭП и подстанциях. Эти электростанции легко перевозить и устанавливать. Станции мощностью до 1,5–2 МВт поставляются на базе стандартных контейнеров.

Использования всего набора технологий добычи и утилизации газа метана от стадии заблаговременной дегазации до добычи газа из закрытых угольных шахт обеспечит безопасное и комплексное освоение запасов угольных пластов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Кондаков В.* Целесообразность промышленной разработки сланцевого газа регионально обусловлена: [Электронный ресурс] : «Коммерсантъ. Издательский дом». Подробно. – Режим доступа свободный : http://www.kommersant.ru/doc/1638967

2. *Бойер Ч., Кларк Б., Йохен В. и др.* Сланцевый газ – глобальный ресурс // Нефтегазовое обозрение. – 2011. – Т. 23. – № 3 – С. 36–51.

3. *Артур Б.* Сланцевый газ станет следующим пузырем, который лопнет : [Электронный ресурс] : Shale Gaz Russia. Главная. – Режим доступа свободный: http://www.pro-gas.org/

4. *Тюрин А.* Сланцевый газ в России: его начали считать, но добывать пока незачем : [Электронный ресурс] : Однако. Экономическая политика. – Режим доступа свободный : http://ekonomicheskayapolitika.odnako.org/

5. *Как можно* добывать природный газ из угольных пластов : [Электронный ресурс] : Газпром. Статьи. – Режим доступа свободный : http://www.gazprominfo.ru/articles/methane-from-coal/

6. *Инструкция* по дегазации угольных шахт. Серия 05. Выпуск 22. – М.: ЗАО НТЦ ПБ. – 2012. – 250 с.

7. *О перспективах* добычи в России угольного газа : [Электронный ресурс] : Газпром. Производство. – Режим доступа свободный : http://www.gazprom.ru/about/production/extraction/metan/

8. *Коряга М.Г.* Разработка технологических схем подземной добычи угля с использованием многофункциональных наклонно-горизонтальных скважин: дис. канд. тех. наук. – М., 2011. – 166 с.

9. *Пучков Л.А, Сластунов. С.В.* Эффективное решение проблемы метанобезопасности угольных шахт России – безотлагательная задача сегодняшнего дня // Уголь. – 2006. – № 12. – С. 24–28.

10. *Грядущий Б.А.* К вопросу о расширении сферы потребления шахтного метана в структуре топливно-энергетического баланса: [Электронный ресурс] : United Nations Economic Commission for Europe (UNECE). Information Resources. – Режим доступа свободный: http://www.unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pp/coal/cmm/6cmm_oct2010/15_Griadushchyi.pdf ГИАБ

КОРОТКО ОБ АВТОРАХ

Коряга Михаил Георгиевич – кандидат технических наук, доцент, e-mail: R7080@ya.ru,
Волошин Владимир Анатольевич – кандидат технических наук, доцент,
e-mail: voloshinva1966@gmail.com,
Сибирский государственный индустриальный университет, Институт горного дела и геосистем;
Сычев Иван Иванович – главный геолог, Лауреат государственной премии,
e-mail: Obskur2007@mail.ru, ООО «Обскур».

UDC 622.817.4:622.411.33

COAL BED METHANE AS AN ALTERNATIVE TO SHALE GAS

Koryaga M.G.[1], Candidate of Technical Sciences, Assistant Professor, e-mail: R7080@ya.ru,
Voloshin V.A.[1], Candidate of Technical Sciences, Assistant Professor,
e-mail: voloshinva1966@gmail.com,
Sychev I.I.[2], Chief Geologist, State Award Laureate, e-mail: Obskur2007@mail.ru,
[1] Siberian State Industrial University, Mining and Geosystems (Research) Institute,
654007, Novokuznetsk, Russia,
[2] «Obskur» Ltd., 654007, Novokuznetsk, Russia.

In the article the problem of replenishment of fuel and energy balance of gaseous hydrocarbons, the reason for activation of mining than traditional gaseous hydrocarbons.

The article also revealed the prerequisites for full-scale work on the extraction of shale gas in the US, given the volume of shale gas reserves estimated in 1997 and revised according to research US Energy Information Administration in 2011, highlights the shortcomings of the technology of shale gas production and related environmental issues .

As an alternative to shale gas is proposed coal bed methane. We have identified the main sources of coal bed methane in pure form and in the form of a mixture of methane (VAM) obtained drainage system and extracted from abandoned mines. The article presents the methane resources on major coal basins of Russia.

We have analyzed the experience of methane production unloaded coal seams in several leading countries, including Russia. It's shown a negative impact on performance the quantity of methane mine stopes. It's explained the impact of the gas factor on the intensity of the underground coal mining and raising her by reducing methane formation.

We propose the use of advance degasification scheme using multi-inclined and horizontal wells.

It's proposed variants of using VAM degasification systems and gas accumulates in the closed mines. We analyze the international experience of production and utilization of gas from abandoned mines listing the advantages and disadvantages of technology.

We make recommendations to address these deficiencies through the authors proposed a technique of exploration work on the evaluation of gas resources in the waste spaces of mines and prospects of its industrial production and utilization.

It's proposed a number of core technologies to produce heat and electricity from the produced gas.

Key words: Coal Bed Methane (CBM), abandoned mines, technology of methane gas extraction, geological exploration gas resources.

REFERENCES

1. Kondakov V. Tselesoobraznost' promyshlennoi razrabotki slantsevogo gaza regional'no obuslovlena. *«Kommersant". Izdatel'skii dom»*, available at: http://www.kommersant.ru/doc/1638967

2. Boier Ch., Klark B., Iokhen V. *Neftegazovoe obozrenie*, 2011, vol. 23, no 3, pp. 36–51.

3. Artur B. Slantsevyi gaz stanet sleduyushchim puzyrem, kotoryi lopnet. *Shale Gaz Russia*, available at: http://www.pro-gas.org/

4. Tyurin A. Slantsevyi gaz v Rossii: ego nachali schitat', no dobyvat' poka nezachem. *Odnako. Ekonomicheskaya politika*, available at: http://ekonomicheskayapolitika.odnako.org/

5. Kak mozhno dobyvat' prirodnyi gaz iz ugol'nykh plastov. *Gazprom. Stat'i*, available at: http://www.gazprominfo.ru/articles/methane-from-coal/

6. *Instruktsiya po degazatsii ugol'nykh shakht*. Seriya 05. Vypusk 22 (Instructions for degasification of coal mines, Series 05, Issue 22), Moscow, ZAO NTC PB, 2012, 250 p.

7. O perspektivakh dobychi v Rossii ugol'nogo gaza. *Gazprom. Proizvodstvo*, available at: http://www.gazprom.ru/about/production/extraction/metan/

8. Koryaga M.G. *Razrabotka tekhnologicheskikh skhem podzemnoi dobychi uglya s ispol'zovaniem mnogofunktsional'nykh naklonno-gorizontal'nykh skvazhin* (Development of technological schemes of underground coal mining using multifunctional directional and horizontal wells), Candidate's thesis, Moscow, 2011, 166 p.

9. Puchkov L.A, Slastunov. S.V. *Ugol'*. 2006, no 12 pp. 24–28.

10. Gryadushchii B.A. K voprosu o rasshirenii sfery potrebleniya shakhtnogo metana v strukture toplivno-energeticheskogo balansa. *United Nations Economic Commission for Europe (UNECE). Information Resources*, available at: http://www.unece.org/fileadmin/DAM/ energy/se/pp/coal/cmm/6cmm_oct2010/15_Griadushchyi.pdf