



Перспективы промышленной добычи метана в условиях шахты им. В.М.Бажанова с использованием вертикальных скважин, пробуренных с поверхности

В.Р.АЛАБЬЕВ¹, В.Д.АШИХМИН², О.В.ПЛАКСИЕНКО², Р.А.ТИШИН²

¹ Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия

² Макеевский научно-исследовательский институт по безопасности работ в горной промышленности, г. Макеевка, Украина

Прогнозные ресурсы метана в угольной толще Донбасса составляют 798,5 млрд м³, в том числе в Донецко-Макеевском районе 119,5 млрд м³. Такой значительный потенциал предполагает промышленную добычу и использование метана не только в энергетических целях, но и как товарное сырье для химической промышленности. Однако в реальности промышленная добыча метана из угольных пластов, как это делается на месторождениях США, Канады, Индии, Китая, не осуществляется, а утилизации подвергается в основном метан, полученный в качестве побочного продукта при обеспечении безопасности основных технологических процессов по добыче угля. Основными причинами этого являются сложные горно-геологические условия залегания пластов, их малая мощность и низкая проницаемость, что не позволяет выделить добычу метана в самостоятельный вид деятельности ввиду ее низкой рентабельности, особенно с применением новых технологий, основанных на гидроразрыве угольного массива.

Оценка возможности промышленной добычи метана на поле шахты им. В.М.Бажанова в Донецко-Макеевском районе Донбасса, запасы которого составляют 23,7 млрд м³, показала, что значительная часть запасов метана сосредоточена в угольных пластах и пропластках с газоносностью 18,5-20,7 м³/м³. При этом во вмещающих породах метан находится практически в свободном состоянии. Это обстоятельство делает возможным промышленную добычу метана для его утилизации из разгруженного горного массива скважинами, пробуренными с поверхности, без применения технологии гидроразрыва.

В статье рассмотрена технология добычи метана дегазационной скважиной, пробуренной с поверхности в разгруженную от горного давления угленосную толщу в условиях выемочного поля 4-й восточной лавы пласта m_3 шахты им. В.М.Бажанова и последующего его использования в качестве топлива электрогенератора. Показано, что за весь срок функционирования опытной скважины объем фактически добывого метана превысил проектное значение на 23 %, а себестоимость полученного газа составила 1535 руб. за 1000 м³, что более чем в 3 раза ниже рыночной цены на природный газ для потребителей в Российской Федерации. Это позволило сделать вывод о возможности промышленной добычи шахтного метана для последующей его утилизации в энергетических установках вертикальными скважинами, пробуренными с поверхности, без применения технологии гидроразрыва.

Ключевые слова: угольные пласти; метан; углепородная толща; газоносность; дегазация; поверхностная скважина; технология добычи; электрогенератор; себестоимость

Как цитировать эту статью: Перспективы промышленной добычи метана в условиях шахты им. В.М.Бажанова с использованием вертикальных скважин, пробуренных с поверхности / В.Р.Алабьев, В.Д.Ашихмин, О.В.Плаксиенко, Р.А.Тишин // Записки Горного института. 2020. Т. 241. С. 3-9. DOI: 10.31897/PMI.2020.1.3

Введение. Угледобывающая промышленность Донбасса представлена, главным образом, угольными шахтами. Многие из них являются высокогазоносными (50-100 м³ и более газа на тонну добываемого угля) и содержат преимущественно метан, который в значительной степени сорбирован в угольных пластах («Coalbed Methane» согласно международной терминологии [16]) и рассеян в породах с включениями угольного вещества. Теплотворная способность 1000 м³ метана эквивалентна сжиганию 1,3-1,5 т угля. Вследствие этого при правильном подходе к дегазации угольных пластов и переработке газа метан может стать весьма значимым источником нетрадиционного топлива.

Идея утилизации шахтного метана не нова. Впервые она возникла во второй половине XX в., и ее реализация призвана решить две важнейшие задачи: обезопасить процесс добычи угля и получить дополнительный источник энергоносителей. Согласно результатам исследований, прогнозные ресурсы метана в угольной толще Донбасса составляют 798,5 млрд м³, в том числе в Донецко-Макеевском районе – 119,5 млрд м³ [4,8]. Каптируемый в шахтах Донбасса метан используется, в основном, в целях обеспечения энергетических нужд – генерации электро- и теплоэнергии, а также заправки баллонов для автотранспорта. На отдельных шахтах каптируемый метан используется в качестве топлива для газовых теплогенераторов для обогрева воздухоподающих стволов угольных шахт [1, 13]. В последние годы метан стал объектом купли-продажи права на соответствующий объем эмиссии парниковых газов, чему свидетельствует успешный



опыт утилизации шахтного метана на шахте им. А.Ф.Засядько (г. Донецк) [2]. Кроме этого, метан также может служить товарным сырьем для получения хлористого метилена и его производных: хлороформа, четыреххлористого углерода, аммиака, ацетилена, водорода, метанола, азотной кислоты, формалина и т.д. [10]. Расширение области использования метана, т.е. возможностей его утилизации, способствует достижению стратегической цели – сокращению глобальных выбросов парниковых газов с целью смягчения последствий изменения климата, признанной мировым сообществом одной из приоритетных задач [12]. Следует также учитывать мировые тенденции по изменению структуры потребления энергоресурсов и ужесточение экологических требований в энергетике [19], что делает задачу расширения области использования метана весьма актуальной.

Широкому внедрению технологий утилизации шахтного метана на шахтах Донбасса, особенно в целях производства электрической энергии, препятствует высокая стоимость импортного оборудования, а также существенные затраты на обслуживание дегазационных скважин и компьютерных систем управления газовыми потоками подземных систем дегазации угольных пластов [11]. Другой значимой причиной являются сложные геологические условия Донбасса, что не позволяет выделить добчу метана из угольных пластов в самостоятельный вид деятельности ввиду ее нерентабельности. В связи с этим утилизации подвергается только незначительная доля метана, полученного в качестве побочного продукта при обеспечении безопасности основных технологических процессов по добче угля.

В США, Канаде, Индии, Китае и других странах ситуация с метаном, добываемым из угольных пластов, диаметрально противоположная. В штате Алабама, например еще с конца 60-х годов прошлого века, добча шахтного метана является основным видом деятельности с целью обеспечения домашних хозяйств энергоносителями на коммерческой основе после его предварительной очистки и принятия мер безопасности [17, 18]. При этом технология добчи метана принципиально отличается от принятой в Донбассе, где метан, главным образом, каптируется с помощью подземных систем дегазации [5, 14]. Так, угольный массив с целью создания проницаемой зоны подвергается гидравлической обработке через горизонтальные скважины, пробуренные с поверхности. Через образовавшуюся расширенную сеть микротрешин газ дренирует к вертикальным добчным скважинам, по которым поступает на поверхность, затем обрабатывается и подается потребителю (рис.1). Степень извлечения метана из угольных пластов при такой технологии добчи до 80 %. Высокой степени извлекаемости метана способствует также и то обстоятельство, что угольные пласти, в отличие от угольных пластов шахт Донбасса, достигают мощности 20 м и обладают высокой проницаемостью.

Описанная выше технология добчи метана, основанная на гидроразрыве угольного пласта, на шахтах Донбасса не применима ввиду указанных причин и экологических проблем. Однако,

кроме подземных систем дегазации, метан в Донбассе также извлекается и с помощью скважин, пробуренных с поверхности. Каптирование осуществляется как из неразруженных угольных пластов, так и из разруженной от горного давления углепородной толщи. Промышленная проверка данных способов успешно выполнена на шахте им. А.Ф.Засядько ГП «Донецкуголь», где наряду с развитой системой подземной дегазации применяются способы дегазации скважинами, пробуренными с поверхности длиной до 1300 м [7]. При этом отмечается, что скважинами, пробуренными с поверхности, извлекается метан с концентрацией 90-95 %, в то время как скважинами, пробуренными из подземных выработок, – с концентрацией не более 25-60 % [3].

Согласно результатам геологических исследований, прогнозные ресурсы запасов метана угленосной толщи в пределах шахтного поля шахты им. В.М.Бажанова в Донецко-Макеевском районе

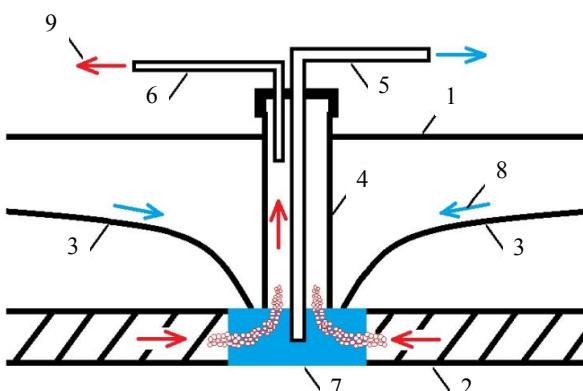


Рис.1. Схема добчи метана скважинами с поверхности технологией гидроразрыва

1 – уровень поверхности; 2 – угольный пласт; 3 – скважина для создания гидростатического давления воды; 4 – добчая скважина; 5 – трубопровод для выдачи воды; 6 – трубопровод для выдачи метана; 7 – зона трещиноватости в угольном пласте; 8 – направление движения воды; 9 – направление дренирования метана

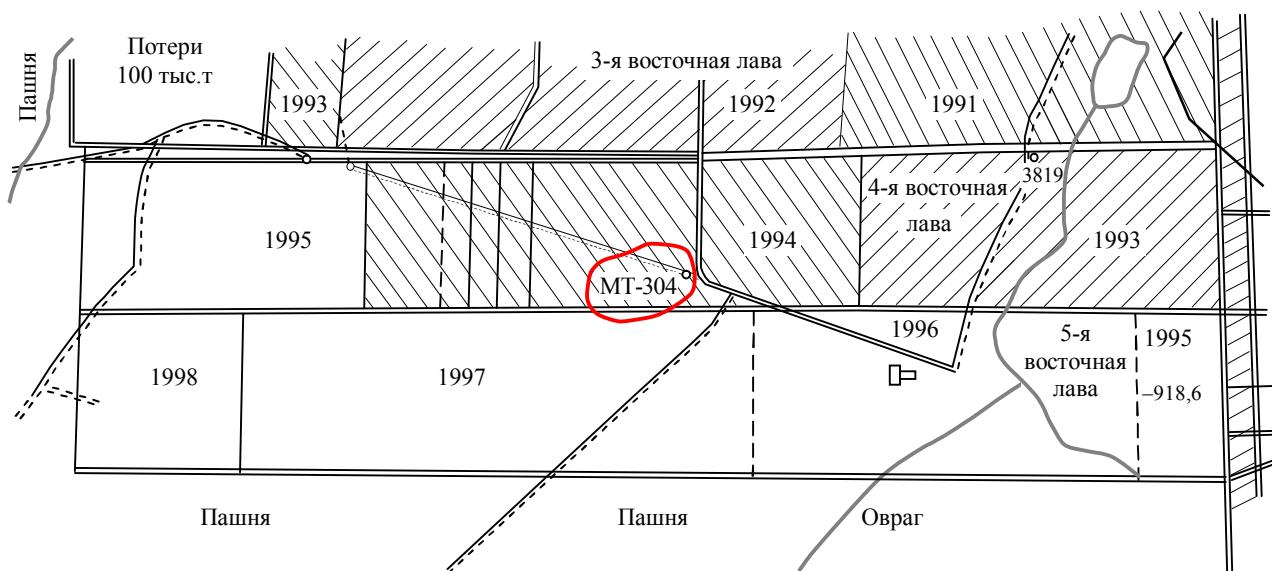


Рис.2. Выкопировка из плана горных работ 4-й восточной лавы (пл. m_3), совмещенная с планом поверхности

Донбасса составляют 23,7 млрд m^3 , 83,8 % которых приходится на угольные пласты и пропласти, газоносность которых колеблется в пределах 18,5-20,7 m^3/m^3 . При этом необходимо отметить, что в угольных пластах метан находится, в основном, в сорбиированном состоянии (количество свободного метана в порах и трещинах угольных пластов не превышает 20-35 % общей их газоносности), а во вмещающих породах, напротив – почти весь метан находится в свободном состоянии. Таким образом, практический интерес вызывает промышленная добыча метана с целью его утилизации в энергетических установках из разгруженного горного массива скважинами, пробуренными с поверхности, без применения технологии гидроразрыва.

Постановка проблемы – промышленная проверка в горно-геологических и горнотехнических условиях шахты им. В.М.Бажанова технологии добычи метана из углепородной толщи, разгруженной от горного давления, поверхностной скважиной и возможности достижения проектных режимов ее работы.

Методология – наблюдение за работой опытной скважины по добыче метана и последующего его использования в качестве топлива электрогенератора (ЭГ), работающего на газообразном топливе, в течение всего времени эксплуатации скважины.

Обсуждение. Промышленная проверка технологии добычи метана из разгруженной от горного давления углепородной толщи скважиной, пробуренной с поверхности, выполнена в условиях шахты им. В.М.Бажанова на поле 4-й восточной лавы пл. m_3 (рис.2).

Угольный пласт m_3 отрабатывался прямым ходом по сплошной системе разработки. Длина выемочного поля 1400 м, длина лавы 250 м. Выемка угля в лаве осуществлялась комбайном 1ГШ-68, входящим в состав механизированного комплекса 1КМТ. Управление кровлей – полное обрушение. Схема проветривания – возвратноточная с подсвежением исходящей струи (тип 2-В согласно [6]). Средняя нагрузка на очистной забой 900 т/сут.

Угольный пласт m_3 в пределах выемочного участка не опасен по выбросам угля и газа, склонен к самовозгоранию, опасен по взрывам угольной пыли. Природная газоносность угольного пласта m_3 в районе ведения очистных работ 20,7 m^3/t сухой беззольной массы. Качественная характеристика угля:

- мощность – 1,6-1,8 м;
- зольность угля – 10 %;
- влажность угля – 0,8 %;
- выход летучих – 27,0 %;
- объемный вес угля – 1,52 т/ m^3 .

В кровле пласта m_3 залегают 14 угольных пластов общей мощностью 23,8 м (табл.1) и мощные слои газоносных песчаников (табл.2).



Таблица 1

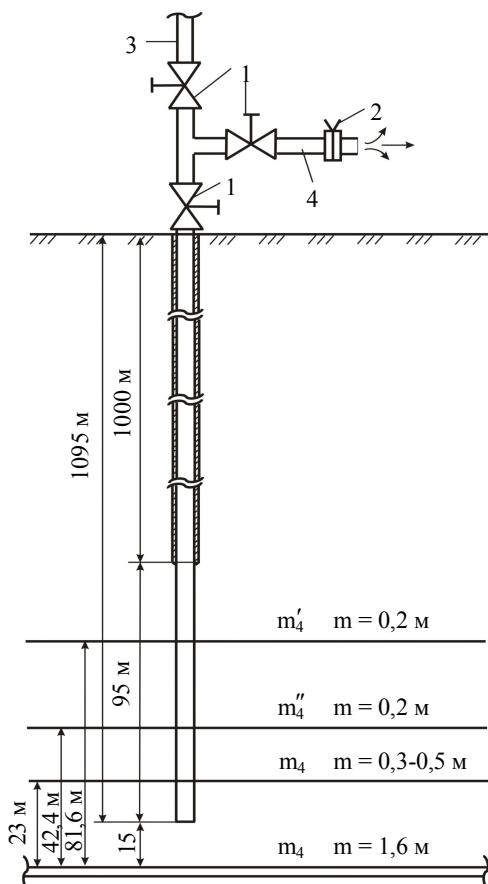
Характеристика пластов, подрабатываемых 4-й восточной лавой

Пласт	Глубина залегания, м	Мощность пласта, м	Расстояние от пласта, м	Пласт	Глубина залегания, м	Мощность пласта, м	Расстояние от пласта, м
m_4	1085,6	0,3	23,0	m_6^0	873,6	0,2	261,4
m_4^0	1062,6	0,2	72,4	m_6^2	815,0	0,2	320,0
m_4^1	1023,4	0,2	81,6	m_4^3	789,2	0,5	345,8
m_4^3	984,8	0,2	120,2	m_7^0	771,6	0,7	363,4
m_4^5	951,6	0,2	153,4	m_8^0	753,0	0,2	382,0
m_5^1	930,4	0,6	204,6	m_9^0	693,4	0,2	451,6
m_5^2	902,0	0,2	233,0	—	—	—	—

Таблица 2

Характеристика газоносных пород

Символ	Глубина залегания, м	Мощность слоя, м	Эффективная пористость, %	Газоносность, м ³ /т
$m_4^0 \cup m_4^1$	1061,4	23,0	1,73	4,0
$m_4^1 \cup m_4^3$	1020,5	16,5	1,97	3,0
$m_4^3 \cup m_4^5$	972,0	6,5	1,38	3,0

Рис.3. Технологическая схема дегазации углепородной толщи разрабатываемого пласта m_3 опытной скважиной МТ-304

1 – задвижки; 2 – средства контроля давления и расхода газа; 3 – «свечи»; 4 – трубопровод подачи метана потребителю

Для промышленной проверки технологии добычи газа на шахте им. В.М.Бажанова был разработан проект и сооружена скважина МТ-304 (рис.2). Техническая характеристика технологии проекта сооружения скважины:

- глубина скважины – 300-1200 м;
- диаметр эксплуатационной колонны – 102-146 м;
- длина газоприемной части – 50-120 мощностей разрабатываемого пласта;
- конечный диаметр скважины – не менее 98 мм;
- расстояние от забоя скважины до кровли разрабатываемого пласта – 15-50 м;
- расстояние между скважиной и жилыми (производственными) помещениями – не менее 100 м;
- толщина стенки эксплуатационной колонны – не менее 6 мм;
- толщина стенки крепления газоприемной части скважин – не менее 4 мм;
- ожидаемый средний дебит скважины – 3,5 м³/мин;
- средняя продолжительность работы скважины – 250 сут.

Технология добычи газа заключалась в бурении скважин специальной конструкции на выемочном поле действующей лавы. Место заложения скважины выбиралось так, чтобы проекция ее забоя на пласт m_3 была не ближе 50 м и не далее половины длины очистного забоя. Сооружение скважины было завершено до того, как очистной забой приблизился к ее забою. В процессе бурения проводились геофизические исследования, при которых определялись водоносные горизонты и газовое давление. По результатам исследований определялась глубина об-



садки скважины с тампонажем затрубного пространства. Глубина обсадки принималась из условий перекрытия всех пересекаемых скважиной выработанных пространств и водоносных горизонтов. Нижняя часть скважины, пересекающая водоносные пласты и породы, закреплялась перфорированной трубой. Глубина скважины принималась такой, чтобы газоприемная часть скважины пересекала все подрабатываемые пласты, при этом забой скважины располагался не ближе 30 мощностей разрабатываемого угольного пласта. Бурение осуществлялось с промывкой легким раствором. После завершения бурения скважина промывалась до чистой воды. При подходе к очистному забою вода из скважины удалялась. Устье скважины было оборудовано тройником с задвижками и средствами контроля давления и расхода газа (рис.3). После подработки скважины очистным забоем и разгрузки подработанного массива от горного давления, газ поступал в скважину, поэтому можно было определить его химический состав и условия передачи потребителю.

Решение об использовании газа в качестве топлива для ЭГ было принято сразу после испытаний скважины, показавших, что давление и дебит газа достаточны для обеспечения работы газовой турбины. В качестве электрогенератора была принята электростанция газотурбинная ЭГ 1000 производства «Мотор Сич» (Украина) [15]. Характеристика электростанции газотурбинной ЭГ-1000:

Мощность электростанции при подаче 14000 м ³ газа в сутки, кВт·ч	1000
Род тока	переменный трехфазный
Напряжение, кВ	6,3
Ток, А	51
Коэффициент мощности	0,8
Мощность, потребляемая на собственные нужды от подстанции вентиляционного ствола, кВт	30
Частота, Гц	50
Минимальное давление газа на входе, кг/см ²	7,0

До пуска ЭГ контролировался дебит газа, выходящего из скважины, и его состав. Измерения выполнялись при дебите метана до 1,5 м³/мин шайбой Орифайса (Orifice plate), при больших дебитах – с помощью диафрагм с отверстиями 5 и 3 мм. Последняя была установлена с целью уменьшения выхода газа в атмосферу и сохранения его для электрогенератора (полное закрытие скважины могло привести к заполнению водой и затем последующего прекращения газовыделения).

После окончания монтажа ЭГ скважина работала периодически, давление газа на устье 0,7-2,23 МПа. При этом контролировался расход газа, падение давления, выходная мощность ЭГ и количество выработанной электроэнергии (рис.4).

Графически интегрированием определено, что за 280 сут с начала выделения газа по скважине выделилось 1,38 млн м³ газа, в основном метана. Химический состав и содержание газа, каптированного скважиной МТ-304, следующий, %: He – 0,1225; H₂ – 0,1164; CH₄ – 93,5; C₂H₄ – 3,09; C₃H₈ – 0,729; C₄H₁₀ – 0,098; C₅H₁₁ – 0,089; C₆H₁₂ – 0,1; CO₂ – 0,1; O₂ – 0,3; N₂ – 0,8. Максимальный дебит газа, выходящего из скважины, составил 10,2 м³/мин, средний дебит за 280 сут непрерывной работы скважины – 3,42 м³/мин.

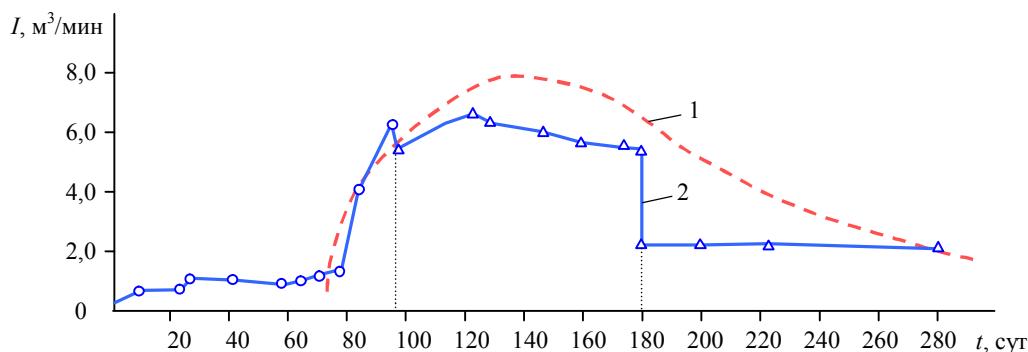


Рис.4. Изменение дебита скважины МТ-304

1 – расчетный дебит при свободном истечении; 2 – фактический при регулируемом истечении



Сумма горючих веществ в составе газов равна 97,5 %, теплотворная способность 35659 кДж/м³. За время своей периодической работы электрогенератор выработал 196,2 кВт·ч электроэнергии, на что было израсходовано 216 тыс.м³ газа (табл.3).

Таблица 3

Выработка электроэнергии и расхода газа

Время работы ЭГ, сут	Выработка электроэнергии, тыс.кВт·ч		Средняя мощность на выходе, кВт	Время работы ЭГ, ч/сут	Выход газа, тыс.м ³	
	всего	в сутки			всего за интервал наблюдений	в сутки
8	17,55	2,2	709	2,75	22,6	2,82
16	51,9	4,3	302,4	4,8	64,9	5,29
23	67,9	1,6	704,6	2,3	84,9	2,0
36	82,7	1,48	703,8	2,1	99,7	1,48
46	97,46	1,53	708,9	2,1	114,5	1,48
56	112,76	1,57	715,0	2,2	129,8	1,53
66	188,42	1,5	711,5	2,2	145,5	1,57
76	143,45	1,5	713,5	2,2	160,5	1,50
86	157,22	1,38	733,1	1,9	174,4	1,39
96	171,44	1,42	748,9	1,9	188,8	1,44
106	185,12	1,27	741,8	1,9	213,8	1,5
116	196,2	1,13	605	1,8	216,0	1,22

Всего за 400 сут работы скважины было добыто 1596 тыс.м³ газа. Затраты на сооружение скважины составили 2,45 млн руб. В итоге определена себестоимость добываемого газа как отношение затрат на сооружение скважины к объему каптированного метана, которая составила 1535 руб. за 1000 м³. При средней цене природного газа для потребителей Российской Федерации около 4991 руб. за 1000 м³ [9] прибыль от эксплуатации скважины МТ-304 за 400 сут составила 3,42 млн руб.

Выводы. В ходе промышленной проверки выявлена реальная возможность промышленной добычи шахтного метана на поле шахты им. В.М.Бажанова вертикальными скважинами, пробуренными с поверхности, без применения технологии гидроразрыва угольного массива. Добытый метан использовался в качестве топлива для генераторов электрической энергии. За время работы электрогенератора было утилизировано 216 тыс.м³ газа, что позволило выработать 196,2 тыс.кВт·ч электроэнергии, которая была использована на внутреннее потребление угольного предприятия. Объем фактически добываемого метана за весь срок функционирования скважины превысил проектное значение на 23 %, а себестоимость полученного газа оказалась ниже предусмотренной техническим заданием на 36,2 %.

ЛИТЕРАТУРА

1. Алабьев В.Р. Обеспечение безопасности при обогреве воздухоподающих стволов угольных шахт газовыми теплогенераторами с использованием дегазационного метана / В.Р.Алабьев, Г.И.Коршунов // Записки Горного института. 2017. Т. 225. С. 346-353. DOI: 10.18454/PMI.2017.3.346
2. Бокий Б.В. Основы промышленной технологии извлечения и использования метана // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2007. S13. С.360-367.
3. Бокий Б.В. Проектирование и эффективное применение дегазации выработанных пространств / Б.В.Бокий, О.И.Касимов // Геотехническая механика. Днепропетровск. 2003. № 42. С. 9-18.
4. Газоносность угольных месторождений Донбасса / А.В.Анциферов, М.Г.Тиркель, М.Г.Хохлов, В.А.Привалов, А.А.Голубев, А.А.Майборода, В.А.Анциферов. Киев: Наукова думка, 2004. 232 с.
5. Дегазация угольных шахт. Требования к способам и схемы дегазации. СОУ 10.1.00174088.001-2004. Киев: Минтопэнерго Украины, 2004. 162 с.
6. ДНАОТ 1.1.30-6.09.93. Руководство по проектированию вентиляции угольных шахт. Киев: Основа, 1994. 311 с.
7. Звягильский И.Е. Перспективы развития дегазации на шахте им. Засядько / И.Е.Звягильский, Б.В.Бокий, О.И.Касимов // Уголь Украины. 2003. № 12. С. 35-39.
8. Инструкция по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород при геологоразведочных работах. М.: Недра, 1977. 96 с.
9. Оптовые цены на газ, добываемый ПАО «Газпром» и его аффилированными лицами, реализуемый потребителям Российской Федерации (кроме населения). URL: <http://www.gazprom.ru/about/marketing/russia/> (дата обращения 04.04.2019).



10. Подготовка и разработка высокогазоносных угольных пластов / А.Д.Рубан, В.Б.Артемьев, В.Г.Забурдяев, В.Н.Захаров, А.К.Логинов, Ю.П.Ютяев. М.: Горная книга, 2010. 500 с.
11. Резник Г. Метановый «рай». URL: <http://uaenergy.com.ua/post/3> (дата обращения 04.04.2019).
12. Регулирование выбросов парниковых газов как фактор повышения конкурентоспособности России / А.А.Аверченков, А.Ю.Галенович, Г.В.Сафонов, Ю.Н.Федоров. М.: НОГППУ, 2013. 88 с.
13. Системы обогрева воздухоподающих стволов огневыми калориферами с использованием метановоздушной смеси. СОУ 10.1.00174088.004-2005. Киев: Минуглепром Украины, 2005. 14 с.
14. Транспортирование и использование метана, каптируемого дегазационными системами шахт. Требования безопасности. СОУ-П 10.1.00174088.015:2008. Киев: Минуглепром Украины, 2008. 16 с.
15. Электростанция газотурбинная «МОТОР СИЧ» ЭГ 1000 Т-Т400-ЗУХЛ 1. URL: <http://paes250.ru/ru/eg-1000t-t400-zuhl1/index.html> (дата обращения 23.04.2019).
16. Coalbed methane. URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Coalbed_methane (date of access 04.04.2019).
17. Coalbed methane in the United States. URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Coalbed_methane_in_the_United_States (date of access 10.04.2019).
18. Coal Bed Methane: From Prospect to Pipeline / Ed. by Pramod Thakur, Steve Schatzel, Kashy Aminian. USA, San Diego: Elsevier, 2014. 440 p.
19. Litvinenko V.S. Technological progress having impact on coal demand growth. XVIII International Coal Preparation Congress: Saint-Petersburg, 28 June – 01 July 2016 // Springer International Publishing. 2016. Vol. 1. P. 3-16. DOI: 10.1007/978-3-319-40943-6_1

Авторы: В.Р.Алабьев, д-р техн. наук, профессор, avr.09@mail.ru (Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия), В.Д.Ашихмин, старший научный сотрудник, dmitrievich.valerij@yandex.ru (Макеевский научно-исследовательский институт по безопасности работ в горной промышленности, г. Макеевка, Украина), О.В.Плаксиенко, старший научный сотрудник, taknii.ragmail.com (Макеевский научно-исследовательский институт по безопасности работ в горной промышленности, г. Макеевка, Украина), Р.А.Тишин, научный сотрудник, ra.tish.jandex.ru (Макеевский научно-исследовательский институт по безопасности работ в горной промышленности, г. Макеевка, Украина).

Статья поступила в редакцию 30.05.2019.

Статья принята к публикации 26.06.2019.