

DOI: 10.25558/VOSTNII.2024.64.86.004

УДК 622.267.53

© М. С. Плаксин, Р. И. Родин, Е. Н. Козырева, 2024

М. С. ПЛАКСИН

канд. техн. наук,
старший научный сотрудник
Институт угля ФИЦ УУХ СО РАН, г. Кемерово
e-mail: plaksin@bk.ru



Р. И. РОДИН

научный сотрудник
Институт угля ФИЦ УУХ СО РАН, г. Кемерово
e-mail: rodinri@mail.ru



Е. Н. КОЗЫРЕВА

канд. техн. наук,
ведущий научный сотрудник
Институт угля ФИЦ УУХ СО РАН, г. Кемерово
e-mail: kozyrevaEN@ic.sbras.ru



ОПИСАНИЕ ПОГРЕШНОСТИ ЗАМЕРОВ ГАЗОНОСНОСТИ УГОЛЬНОГО ПЛАСТА ПРЯМЫМ МЕТОДОМ. ПУТИ РЕШЕНИЯ

В работе поднимается вопрос формирования газового фактора при разработке угольных пластов вследствие некорректного расчета параметров проветривания выемочных участков шахт на основе современных методов определения газоносности угольного пласта. Современный подход наиболее известных прямых методов определения газоносности основывается на теории сорбции и не учитывает, что большая часть метана в пласте содержится в растворенном виде и, соответственно, требует иного подхода при оценке газовой выделенности из пласта. В качестве нового подхода предлагается отбирать пробы в изолированном режиме, который позволяет определять объем, выделившегося газа в процессе отбора образцов угля и исключает влияние рудничной атмосферы.

Ключевые слова: УГОЛЬНЫЙ ПЛАСТ, ГАЗОНОСНОСТЬ, ПРЯМОЙ МЕТОД, ПОГРЕШНОСТЬ ЗАМЕРОВ, МЕТАНОВЫДЕЛЕНИЕ, БЕЗОПАСНОСТЬ ВЕДЕНИЯ ГОРНЫХ РАБОТ.

При разработке угольных месторождений особое значение должно уделяться газовому фактору, имеющему негативное влияние на обеспечение безопасности ведения горных работ. Это связано с отработкой газоносных, а на больших глубинах — высокогазоносных угольных пластов. Шахты все чаще

сталкиваются с проблемой определения количества метана, содержащегося в угольном пласте, в дальнейшем реализуемого в атмосферу рабочего пространства. Для расчета параметров вентиляционных и дегазационных систем шахты, а также для принятия оптимальных технологических решений необходимо

на этапе проектирования с удовлетворяющей точностью прогнозировать газообильность выработки, при этом «качество» прогноза напрямую зависит от определения величины природного содержания метана в угле — газоносности. Чем ниже точность параметров, входящих в алгоритм расчета газообильности, тем выше должен быть «коэффициент запаса».

В настоящее время в России, согласно [1], для определения газоносности применяются прямой [2] и косвенный методы [3]. Проблема применения косвенного метода заключается, в первую очередь, в том, что метод принимает уголь как «сосуд» для газа с максимальной емкостью, хотя газоносность может значительно снизиться в результате влияния, например, технологических работ.

В нормативном документе [1] указывается, что природная газоносность угольных пластов действующих, строящихся и реконструируемых шахт принимается по данным геологоразведочных работ с применением прямого метода замера газоносности с дневной поверхности. Прямой метод основан на применении специальных керногазонаборников, позволяющих отобрать пробы угля, породы и газа в их естественном соотношении и определить содержание газа в керне, близкое к природному.

На достоверность определения газоносности прямым методом большое влияние имеет время подъема угольного керна до его герметизации, т. е. количество газа, утерянного до

герметизации. Касательно учета потеряннного газа, то в [4] указано, что объем потеряннного газа при определении газоносности методом Московского геологоразведочного института (МГРИ) составляет около 40%. В источнике [5] указано, что доля потеряннного газа составляет порядка 15–20%, а поправочный коэффициент составляет 1,3. В источнике [1] указывается, что геологоразведочная газоносность рассчитывается с учетом поправочного коэффициента, величина которого устанавливается для каждого бассейна и составляет $1,1 \div 1,25$. Столь значительные поправочные коэффициенты указывают на низкую надежность результата. Таким образом, коэффициент прибавки в среднем равен 30% (от 1,1 до 1,4).

На рис. 1 представлены данные по замерам газоносности, заимствованные из работы [5]. Внимание привлекает значительный разброс значений, например, до глубины 350 м. Разброс сопоставим или превышает само значение измеряемой газоносности. Еще больший разброс присутствует в измерениях по данным газообильности шахт. Авторами замеров в качестве причин «колебания» значений газоносности для одной глубины указывается сильно развитая складчатая и разрывная тектоника.

На рис. 1 линия тренда, отражающая изменения значений газоносности в зонах разрывных нарушений, располагается примерно на 8 единиц ниже линии тренда, отражающей изменения значений газоносности вне разрывных нарушений.

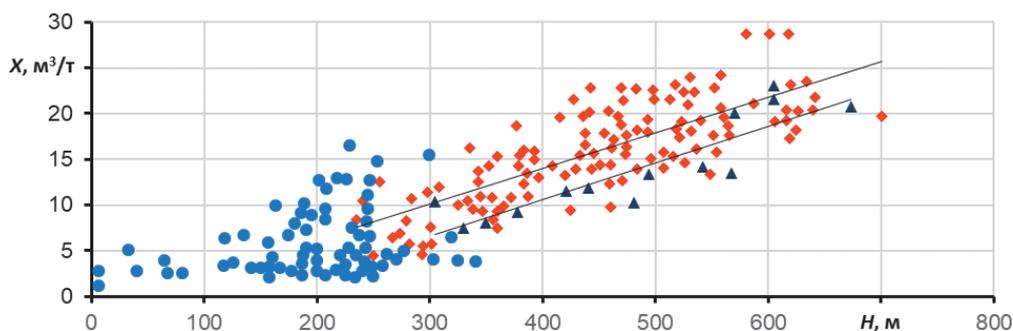


Рис. 1. Изменение газоносности X с глубиной залегания угольных пластов H от поверхности метановой зоны Анжерской синклинали: ● — по данным газообильности горных выработок; ◆ — по данным геологоразведочных работ; ▲ — в зонах разрывных нарушений; - - - — линии, отражающие максимальное и минимальное значение газоносности, соответственно; — — — — линии тренда, проведенные по данным геологоразведочных работ (сверху) и данным геологоразведочных работ в зонах разрывных нарушений (снизу)

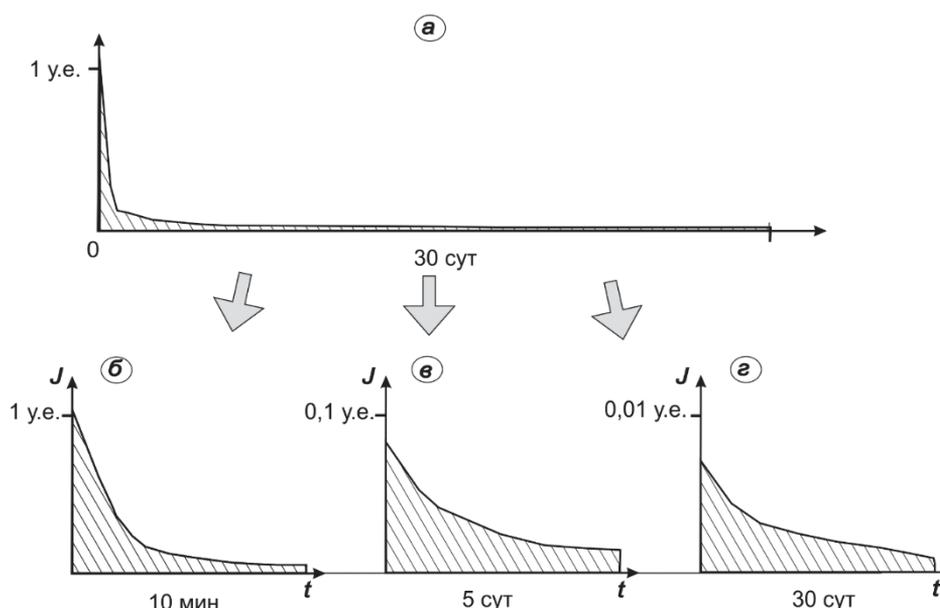


Рис. 2. Интенсивность изменения газовыделения из образца угля (керна) средней газоносности с момента снятия природных напряжений: а) — общее газовыделение; б) — свободная фаза; в) — адсорбированная фаза; г) — абсорбированная фаза

Представим в виде гипотезы, что столь значительные колебания в замеренных значениях для определенной глубины связаны с изменением распределения метана по формам его существования в пласте без изменения удельного содержания метана в угле. Т. е. меняется количество упущенного газа в связи, например, с повышенным содержанием газа в свободной фазе. Этим можно объяснить пониженное замеренное значение газоносности в зонах геологической нарушенности. В статье [6] указывается на сложность прогноза и учета объемов газовыделения метана в свободном состоянии с момента разрушения угля вследствие высокой скорости газоистощения образца в начальный момент.

В работе [7] указывается, что метан в угольных пластах в естественных условиях содержится в трех состояниях: абсорбированный (в составе углегазового раствора), адсорбированный и свободный.

На рис. 2 представлен график изменения газокинетической реакции разгруженного от геостатических напряжений куска угля по формам состояния метана в угле. Наиболее сложная задача — отследить фазу реализации свободного метана как наиболее активную и не связанную с углем форму. При этом

процентное содержание свободного метана в угле может значительно различаться, а, следовательно, и характер газовыделения будет различный.

В источнике [1] указано, что «на стадии детальной разведки выполненный объем опробования угольных пластов месторождения (участка) должен обеспечить получение исходных данных о природной газоносности, достаточных для составления прогноза ожидаемой газообильности горных выработок шахты с погрешностью не более 30 %». Логично предположить, что общая погрешность с учетом погрешности при определении газоносности в 30 % составит порядка 60 %, и в любом случае данная погрешность будет определена в сторону завышения реальных показателей. Поскольку дело касается параметров безопасности, можно только предположить, насколько губительно это отразится на производительности горных работ в виде ограничений по газовому фактору.

В последнее время много усилий прилагается для разработки методов и стандартов измерения газоносности угля при бурении керна с расчетом объемов упущенного газа «lost gas», являющихся аналогами американского стандарта USBM [8]. Основной особенностью

метода является метод экстраполяции десорбирующей «кривой» до момента герметизации пробы при расчетах объемов упущенного газа. К недостаткам метода можно отнести то, что при расчете упущенного газа применяемый метод экстраполяции учитывает лишь сорбционный потенциал угля. Существенную погрешность в расчет упущенного газа может вносить метан, содержащийся в свободной и растворенной фазе. В работе [9] более подробно выполнен анализ недостатков методов, основанных на прямых методах определения газоносности, также утверждается, что основную погрешность в измерения вносит растворенный метан.

В работе [10] указывается на неточности подхода при оценке упущенного газа при определении газоносности прямыми методами, которые заключаются в том, что упущенный газ считается десорбирующимся (который ведет себя в соответствии со вторым законом Фика), и все замеренные объемы газа, используемые в расчетах при экстраполяции, также считаются десорбирующимися, но в угольных пластах метан может содержаться в других формах, в том числе в свободной и растворенной. Как правило, доля свободного газа уменьшается с глубиной залегания угольного пласта при этом доля растворенного метана с глубиной растет.

Для решения проблемы снижения погрешности при замере газоносности в ИУ ФИЦ УУХ СО РАН предлагается выполнять измерение объема выделившегося газа, начиная с момента разрушения пласта до окончания процесса герметизации пробы угля в штыбоприемник. Технически указанный



Рис. 3. Устройство для оперативного измерения газоносности угольного пласта и мониторинга его газодинамических показателей

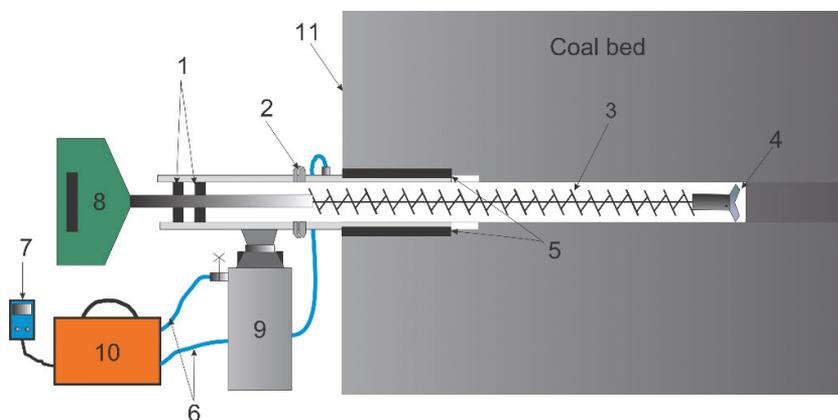


Рис. 4. Принципиальная схема устройства для оперативного измерения газоносности угля [11]: 1 — манжета; 2 — быстроразъемное соединение; 3 — штанга шнекового типа; 4 — буровая коронка на 42 мм; 5 — герметизатор из упругого материала; 6 — пневмомагистраль; 7 — пульт; 8 — сверло бурильное; 9 — штыбоприёмник (либо термобарометрическая колба); 10 — носимый измерительный комплекс (НИК); 11 — линия забоя выработки.

подход реализуется посредством использования устройства для оперативного измерения газоносности угольного пласта и мониторинга его газодинамических показателей, показанного на рис. 3.

Работы по созданию такого устройства были активно начаты при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации в рамках Федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы» по теме «Разработка

технологии эффективного освоения угольных месторождений роботизированным комплексом с управляемым выпуском подкровельной толщи» (Соглашение № 14.604.21.0173). Применение и адаптация устройства к конкретным горно-технологическим условиям продолжено при финансовой поддержке гранта Российского научного фонда № 22–27–20075 (<https://rscf.ru/project/22-27-20075/>) и гранта Кемеровской области — Кузбасса.

Принципиальная схема устройства представлена на рис. 4.

Уникальность предлагаемого способа определения газоносности состоит в возможности точнее описать разрушаемую систему «уголь — метан» в зависимости от геомеханического состояния угленосного массива. Суть подхода заключается в отборе проб угля в изолированном (от атмосферы выработки) режиме при бурении шпуров в забой подготовительной выработки на глубину 4–6 м от кромки пласта, при условии, что скорость подвигания забоя выработки составляет более 3,5 м/сут за последние 5 суток.

В процессе отбора проб с момента начала бурения интервала шпура и до момента герметизации в штыбоприемнике выполняется измерение расхода газа посредством записывающего элемента устройства — НИК, который предназначен для измерения и фиксации динамики расхода метана из шпура с помощью электронных датчиков и автономной микропроцессорной системы. Отличительной особенностью устройства НИК является возможность настройки различных измерительных диапазонов расхода газовой смеси, что позволяет избежать влияния погрешностей на результаты измерения.

Применение устройства (рис. 3) по предлагаемой схеме (рис. 4) повышает точность определения газокинетических характеристик углей, в т.ч. газоносности угольного пласта, прямым методом.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 22–27–20075, <https://rscf.ru/project/22-27-20075/> и гранта Кемеровской области — Кузбасса.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Инструкция по дегазации угольных шахт. М.: ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2012. 250 с.
2. Рекомендации по определению газоносности угольных пластов. М.: ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2017. 44 с.
3. Потокина Р. Р., Журавлева Н. В., Исмагилов З. Р. Лабораторные методы определения газоносности угольных пластов // Химия в интересах устойчивого развития. 2013. Т. 21. № 5. С. 519–523.
4. Инструкция по определению и прогнозу метаносности угольных пластов и вмещающих пород при геологоразведочных работах. М.: Недра, 1977. 96 с.
5. Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР. М.: Недра, 1979. Т. 2. 456 с.
6. Junqian Li, Shuangfang Lu, Pengfei Zhang, Jianchao Cai, Wenbiao Li, Siyuan Wang, Wenjun Feng Estimation of gas-in-place content in coal and shale reservoirs: A process analysis method and its preliminary application // Fuel. 2020. Vol. 259. P. 116266.
7. Алексеев А. Д., Айруни А. Т., Зверев И. В. и др. Свойства органического вещества угля образовывать с газами метастабильные однофазные системы по типу твердых растворов // Диплом на научное открытие. РАЕН, 1994. № 9.
8. Diamond W. P., Levine J. R. Direct method determination of the gas content of coal – Procedures and results: U.S. Bureau of Mines Report of Investigations 8515. 1981. 36 p.
9. Plaksin M. S., Kozyreva E. N. Determining the Gas Content of Coal Beds // Coke and Chemistry. 2021. Vol. 64. No. 4. P. 144–147.
10. Junqian Li, Shuangfang Lu, Pengfei Zhang, Jianchao Cai, Wenbiao Li, Siyuan Wang, Wenjun Feng Estimation of gas-in-place content in coal and shale reservoirs: A process analysis method and its preliminary application // Fuel. 2020. Vol. 259. P. 116266.

11. Патент 2768245 Российская Федерация, МПК E21C 39/00 (2006.01). Устройство для определения газоносности угольного пласта / Плаксин М. С., Альков В. И., Родин Р. И., Рябцев А. А., Козырева Е. Н., Худынцев Е. А.; патентообладатель Федеральное государственное бюджетное научное учреждение «Федеральный исследовательский центр угля и углехимии Сибирского отделения Российской академии наук» — № 2021100534. заявл. 14.01.2021; опубл. 23.03.2022. Бюл. № 9.

DOI: 10.25558/VOSTNII.2024.64.86.004

UDC 622.267.53

© M. S. Plaksin, R. I. Rodin, E. N. Kozyreva, 2024

M. S. PLAKSIN

Candidate of Engineering Sciences,
Senior Researcher
Federal Research Center for Coal and Coal Chemistry, Kemerovo
e-mail: plaksin@bk.ru

R. I. RODIN

Research Associate
Federal Research Center for Coal and Coal Chemistry, Kemerovo
e-mail: rodinri@mail.ru

E. N. KOZYREVA

Candidate of Engineering Sciences,
Leading Researcher
Federal Research Center for Coal and Coal Chemistry, Kemerovo
e-mail: kozyrevaEN@ic.sbras.ru

DESCRIPTION OF ERROR OF MEASUREMENTS OF GAS CONTENT OF COAL FORMATION BY DIRECT METHOD. SOLUTIONS

The work raises the issue of GOR formation in the development of coal seams due to incorrect calculation of ventilation parameters of mine excavation sections based on modern methods for determining the gas content of a coal seam. The current approach of the most known direct methods of determining gas content is based on the theory of sorption and does not take into account that most of the methane in the formation is contained in dissolved form and, accordingly, requires a different approach when assessing gas release from the formation. As a new approach, it is proposed to take samples in an isolated mode, which allows determining the volume of gas released during the coal sampling process and eliminates the influence of the mine atmosphere.

Keywords: EXCAVATION AREA, GEOMASSIVE, DISPLACEMENT, CONTAINMENT OF COLLAPSE, LOOSENING, COMPACTION, PERMEABILITY.

REFERENCES

1. Instructions for degassing coal mines. M.: CJSC Scientific and Technical Center for Industrial Safety Research, 2012. 250 p. [In Russ.].
2. Recommendations for determining the gas content of coal seams. M.: CJSC Scientific and Technical Center for Industrial Safety Research, 2017. 44 p. [In Russ.].
3. Potokina R. R., Zhuravleva N. V., Ismagilov Z. R. Laboratory methods for determining the gas content of coal seams // Chemistry in the interests of sustainable development [Khimiya v interesakh ustoychivogo razvitiya]. 2013. Vol. 21. No. 5. P. 519–523. [In Russ.].

4. Instructions for determining and predicting the methane content of coal seams and host rocks during geological exploration. M.: Nedra, 1977. 96 p. [In Russ.].
5. Gas content of coal basins and deposits of the USSR. M.: Nedra, 1979. Vol. 2. 456 p. [In Russ.].
6. Junqian Li, Shuangfang Lu, Pengfei Zhang, Jianchao Cai, Wenbiao Li, Siyuan Wang, Wenjun Feng Estimation of gas-in-place content in coal and shale reservoirs: A process analysis method and its preliminary application // *Fuel*. 2020. Vol. 259. P. 116266.
7. Alekseev A. D., Ayruni A. T., Zverev I. V., etc. Properties of the organic matter of coal to form metastable single-phase systems with gases according to the type of solid solutions // Diploma for scientific discovery. RAEN, 1994. No. 9. [In Russ.].
8. Diamond W. P., Levine J. R. Direct method determination of the gas content of coal – Procedures and results: U.S. Bureau of Mines Report of Investigations 8515. 1981. 36 p.
9. Plaksin M. S., Kozyreva E. N. Determining the Gas Content of Coal Beds // *Coke and Chemistry*. 2021. Vol. 64. No. 4. P. 144–147.
10. Junqian Li, Shuangfang Lu, Pengfei Zhang, Jianchao Cai, Wenbiao Li, Siyuan Wang, Wenjun Feng Estimation of gas-in-place content in coal and shale reservoirs: A process analysis method and its preliminary application // *Fuel*. 2020. Vol. 259. P. 116266.
11. Patent 2768245 Russian Federation, IPC E21C 39/00 (2006.01). Device for determining the gas content of a coal seam / Plaksin M. S., Alkov V. I., Rodin R. I., Ryabtsev A. A., Kozyreva E. N., Khudyntsev E. A.; patent holder Federal State Budgetary Scientific Institution «Federal Research Center for Coal and Coal Chemistry of the Siberian Branch of the Russian Federation Academy of Sciences» — No. 2021100534. application No. 14.01.2021; publ. 03/23/2022. Bulletin No. 9. [In Russ.].