

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ УГЛЯ НА ОСНОВЕ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И В ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЯХ

О.В. Тайлаков¹, М.П. Макеев¹, Е.А. Уткаев¹

¹ Федеральный исследовательский центр угля и углехимии Сибирского отделения РАН,
Кемерово, Россия, e-mail: m_makeev@uglemetan.ru

Аннотация: Представлен краткий аналитический обзор методов регистрации гидродинамических параметров высоконапорных потоков флюидов, распространение которых в трещиновато-поровом пространстве угольного пласта имеет импульсный характер. Рассмотрены современные модельные представления о физических процессах движения газа через образец горной породы. Описаны подходы к интерпретации результатов определения фильтрационных параметров для оценки проницаемости угольных пластов и разработки мероприятий, направленных на повышение их газоотдачи. Обсуждается разработанная численная модель, описывающая фильтрацию газа через цилиндрический образец горной породы в линейном направлении при градиенте давления на его торцах. Приведена обобщенная схема и технические характеристики экспериментального стенда для определения проницаемости угольных проб, отобранных в горных выработках действующих угольных шахт. Установлена удовлетворительная сходимость результатов сопоставительного анализа фильтрационных свойств угля, определенных в численных экспериментах при различных режимах расхода газа на выходе из образца и перепадах давления и в лабораторных условиях при изучении угольных кернов. Показана методологическая возможность совместного применения численного моделирования и лабораторных исследований проницаемости угольных пластов для повышения достоверности определения их фильтрационных свойств. Полученные результаты могут быть использованы для совершенствования мероприятий, направленных на повышение эффективности дегазации угольных пластов и безопасности ведения горных работ.

Ключевые слова: шахтный метан, численная модель, флюид, проницаемость, угольный керн, дегазация угольных пластов, коллекторские свойства, фильтрация.

Благодарность: Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-45-420022 p_a.

Для цитирования: Тайлаков О. В., Макеев М. П., Уткаев Е. А. Определение коллекторских свойств угля на основе численного моделирования и в лабораторных исследованиях // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2022. – № 9. – С. 99–108. DOI: 10.25018/0236_1493_2022_9_0_99.

Numerical modeling and laboratory testing of reservoir properties of coal

O.V. Tailakov¹, M.P. Makeev¹, E.A. Utkaev¹

¹ Federal Research Center of Coal and Coal Chemistry, Siberian Branch
of Russian Academy of Sciences, Kemerovo, Russia, e-mail: m_makeev@uglemetan.ru

Abstract: The article offers a brief analytical review of the methods for recording of hydrodynamic parameters of high-head fluid flows which feature pulsewise propagation in fractured porous coal seams. The modern models of physical processes in gas flow in rock samples are discussed. Approaches to interpretation of percolation parameters for the assessment of coal permeability and stimulation of gas recovery are described. The developed numerical model of gas flow in a cylindrical rock specimen, in linear direction and at the pressure gradient at the specimen faces is discussed. The generalized layout and specifications of a bench tester for reservoir properties of coal sampled in roadways of operating mines are presented. The comparative analysis data on coal reservoir properties determined in certain numerical experiments at different gas flow rates and different pressure gradients at sample outlets and in laboratory tests of coal cores show a satisfactory agreement. It is methodologically feasible to use jointly numerical modeling and lab-scale testing of coal reservoir properties to enhance reliability of the estimates. The research findings can be used to improve activities aimed at stimulation of coal seam gas drainage efficiency and mining safety.

Key words: mine methane, numerical model, fluid, permeability, coal core, coal seam gas drainage, reservoir properties, percolation.

Acknowledgements: The study was supported by the Russian Foundation for Basic Research, Project No. 20-45-420022 p_a.

For citation: Tailakov O. V., Makeev M. P., Utkaev E. A. Numerical modeling and laboratory testing of reservoir properties of coal. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2022;(9):99-108. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236_1493_2022_9_0_99.

Введение

Современная добыча угля подземным способом характеризуется отработкой газоносных угольных пластов с применением высокопроизводительного горно-шахтного оборудования, эффективность функционирования которого зависит от горно-геологических условий и зачастую ограничивается газовым фактором [1, 2]. Существенное значение для увеличения объемов и обеспечения безопасности добычи угля имеет совершенствование систем и средств дегазации угольных пластов [3, 4], для повышения фильтрационных свойств которых применяют методы гидродинамического воздействия [5–7]. Однако в процессе сооружения и эксплуатации скважин пластовой дегазации возможно снижение их продуктивности [8], связанное с изменением фильтрационных характеристик

углепородного массива. При этом фундаментальная задача заключается в разработке метода, обеспечивающего регистрацию гидродинамических параметров высоконапорных потоков флюидов, распространение которых в трещиновато-поровом пространстве угольного пласта имеет импульсный характер, с их последующей интерпретацией для достоверного определения фильтрационных свойств угольных пластов и разработки мероприятий, направленных на их повышение.

Для определения коллекторских свойств угольных пластов применяют полевые [9] и лабораторные [10–12] исследования. Полевые исследования проницаемости характеризуются большей достоверностью в сравнении с измерениями, выполняемыми в лабораторных условиях, так как угольные керны, до-

ставляемые в лабораторию, подвергаются воздействию внешней среды после извлечения из углепородного массива и обладают ограниченными геометрическими размерами [13, 14]. При этом в лабораторных условиях весьма затруднительно воссоздать натурные условия [14], в которых проводятся прямые полевые измерения фильтрационных свойств угольных пластов. Вместе с тем, в лабораторных условиях можно выполнять значительно большие объемы измерений с существенно меньшим временем, которое необходимо для обработки и интерпретации полученных результатов.

Методы

Важнейшей характеристикой коллекторских свойств угольных пластов является газопроницаемость, которая определяет их способность фильтровать газ под действием градиента газового давления на основе ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. За единицу измерения принята газопроницаемость K_r , 10^{-3} мкм² (миллидарси) образца пористой среды длиной 1 м и площадью 1 м², через который при падении давления на 1 Па протекает 1 м³/с газа вязкостью 1 Па·с:

$$K_r = \frac{Q \cdot \mu \cdot P_{бар}}{\Delta P (\Delta P / 2 + P_{бар})} \cdot \frac{L}{F} \quad (1)$$

Здесь $Q = V/t$ — расход газа на выходе из образца (при атмосферных условиях), м³/с; V — объем газа, прошедший через образец, м³; t — время фильтрации, с; μ — вязкость газа при условиях фильтрации, МПа·с; ΔP — перепад давлений P_1 и P_2 на образце между входом и выходом, МПа; $P_{бар}$ — барометрическое давление, МПа; L — длина образца, м; F — площадь поперечного сечения образца, м².

Фильтрация газа в угольном керне во времени t описывается следующим уравнением [15]:

$$d/dt(\rho\varepsilon) + \nabla(\rho u) = Q_m, \quad (2)$$

где $u = -(K_r/\mu)(\nabla p + \rho \nabla D)$ — скорость флюида, м/с; p — давление, МПа; ρ — плотность горных пород, м³/кг; ∇D — единичный вектор; ε — пористость; Q_m — массовый расход флюида, кг/(м³·с).

Для описания процесса фильтрации метана в угольном пласте в среде программного пакета Comsol Multiphysics разработана численная модель, расчетная схема которой представлена на рис. 1. Начальные условия в численных экспериментах (табл. 1) задавались в предположении, что нагнетание газа в угольный керн происходит в линейном направлении под действием разности давлений по системе трещин и описывается уравнениями

$$d_f(d/dt)(\varepsilon_f \rho) + \nabla T(\rho q_f) = d_f Q_m, \quad (3)$$

$$n\rho(K_r/\mu)(\nabla p + \rho \nabla D) = \rho u_0, \quad (4)$$

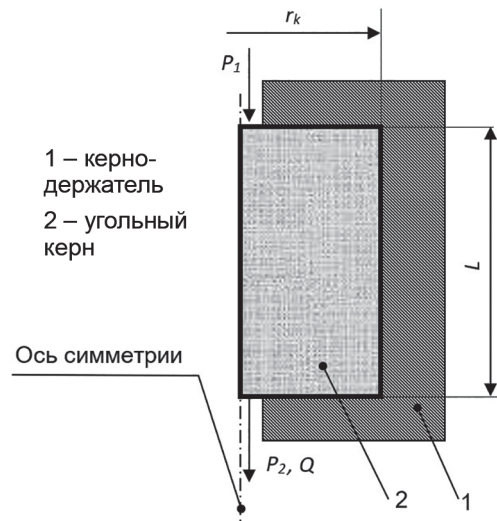


Рис. 1. Расчетная схема для численных экспериментов по определению проницаемости горных пород в лабораторных условиях

Fig. 1. Analytical model for numerical experimentation on rock permeability in laboratory

Таблица 1

Исходные данные численной модели
Initial data of numerical model

Параметр	Значение
Радиус керна r_k , м	$1,55 \cdot 10^{-2}$
Длина керна L , м	$3 \cdot 10^{-2}$
Расход газа на выходе из керна Q , м ³ /с	$5 \cdot 10^{-6}$
Время фильтрации t , с	50
Вязкость газа μ , МПа·с	$18 \cdot 10^{-3}$
Перепад давления на керне ΔP , МПа	$11 \cdot 10^{-3}$
Площадь поперечного сечения керна F , м ²	$7,54 \cdot 10^{-4}$
Пористость керна ε	0,2
Плотность керна ρ , м ³ /кг	1240

где d_f — ширина трещины, м; ε_f — пористость трещин; q_f — объемный расход жидкости в трещине на единицу длины, м³/м; ∇T — оператор градиента, ограниченный касательной плоскостью трещины; n — вектор нормали при заданных условиях; u_0 — начальное значение скорости газа при нагнетании, м/с.

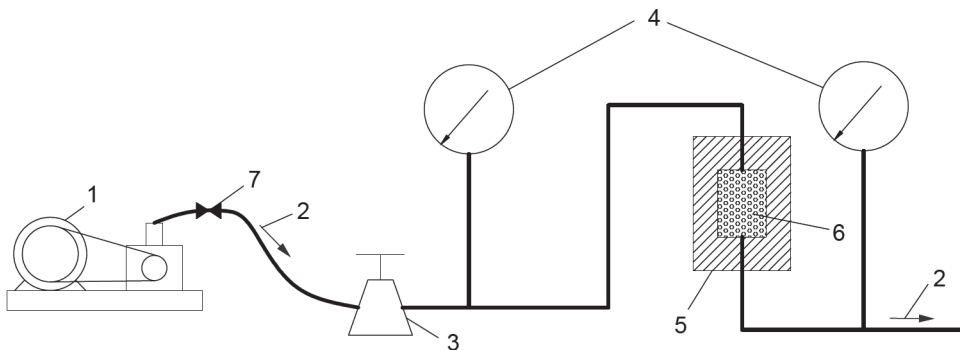
Пористость и плотность керна соответствуют усредненным значениям, характерным для углей Кузнецкого угольного бассейна.

Для определения в лабораторных условиях фильтрационных свойств угольных проб с их последующим сопоста-

вительным анализом с результатами численного моделирования разработан экспериментальный стенд (рис. 2), который позволяет измерять стационарную скорость u фильтрации известного объема газа Q через образец горной породы в линейном направлении под действием разности давлений ΔP .

Результаты

В численных экспериментах исследовалась проницаемость угольного образца при изменении расхода газа $Q = 5 \cdot 10^{-6} \div 15 \cdot 10^{-6}$ м³/с и постоянном перепаде давления $\Delta P = 1,1 \cdot 10^{-1}$ МПа



1 – источник давления (компрессор); 2 – направление движения газа; 3 – расходомер;
 4 – манометр; 5 – кернодержатель; 6 – образец; 7 – вентиль

Рис. 2. Схема установки для определения коэффициента абсолютной газопроницаемости

Fig. 2. Layout of bench tester to find absolute gas permeability ratio

(рис. 3, а), а также при изменении $\Delta P = 1,10 \cdot 10^{-1} \div 1,32 \cdot 10^{-1}$ МПа и постоянном расходе $Q = 5 \cdot 10^{-6}$ м³/с (рис. 3, б). На рис. 4 представлено пространственное распределение давления газа в угольном образце при $\Delta P = 1,1 \cdot 10^{-1}$ МПа и $Q = 5 \cdot 10^{-6}$ м³/с. Установлено, что проницаемость угольных образцов изменяется от $18,69 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $21,05 \cdot 10^{-3}$ мкм² при $\Delta P = 1,1 \cdot 10^{-1} \div 1,21 \cdot 10^{-1}$ МПа и $u = 0,14 \cdot 10^{-2} \div 0,17 \cdot 10^{-2}$ м/с. При этом время перехода к стационарному режиму фильтрации не превышает 15 с.

Для определения коллекторских свойств угля с применением лаборатор-

ной установки (см. рис. 2) в шахтных условиях отобрано 3 угольных керна, которые высушивались при температуре $(105 \pm 2)^\circ\text{C}$ в муфельной печи до постоянной массы. Затем из кернов выбуривались образцы угля, которые торцевались, обтачивались и шлифовались. Для определения газопроницаемости образец помещался в резиновую манжету кернодержателя 5 (см. рис. 2). При этом с помощью пневмосистемы создавалось давление бокового обжима для герметизации образца при давлении газа до 0,25 МПа. Градиент давления на образце изменялся регулятором 7 и контро-

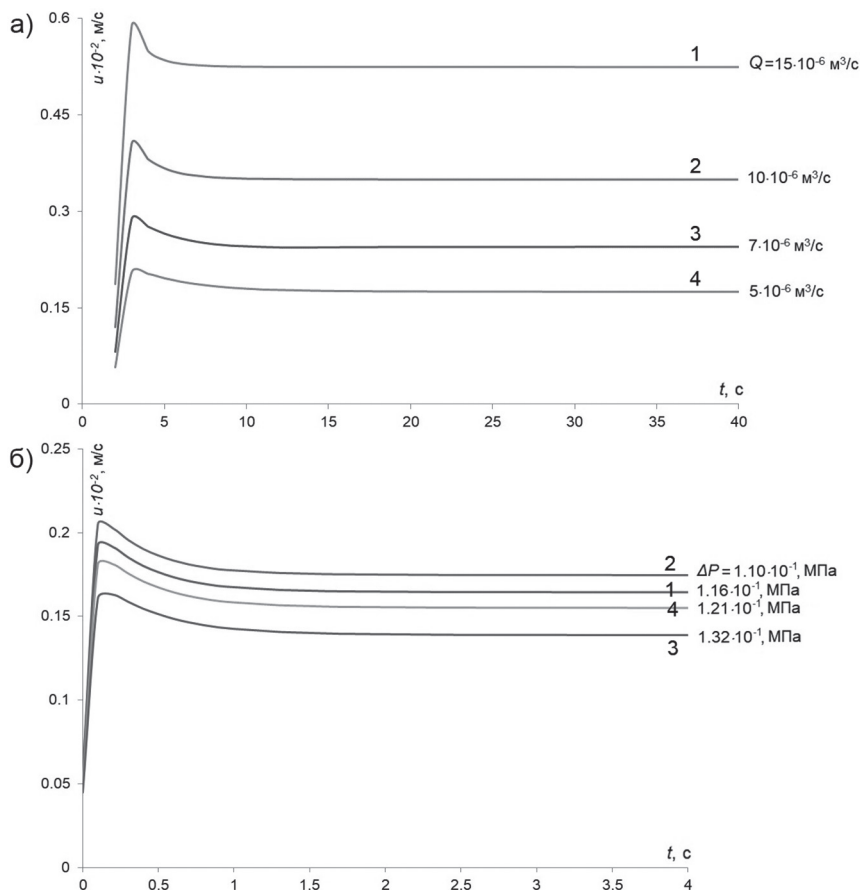


Рис. 3. Зависимость скорости фильтрации флюида u от времени t при изменении: расхода газа на выходе из образца Q (а); перепада давления на образце ΔP (б)

Fig. 3. Fluid flow velocity u versus time t in variation of: gas flow rate at specimen outlet Q (a); pressure difference ΔP (b)

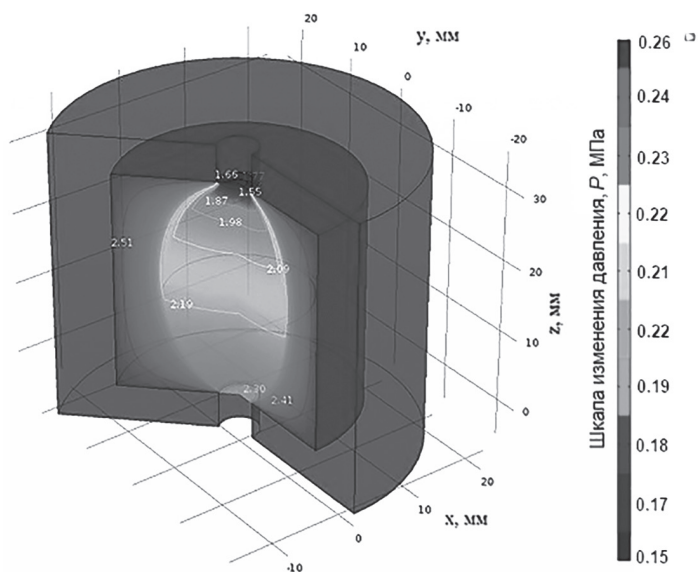


Рис. 4. Распределение давления газа при его нагнетании в угольный образец, размещенный в кернодержателе

Fig. 4. Gas pressure distribution in pressurization of coal specimen placed in core holder

лировался с помощью манометров 4, установленных в измерительном тракте до и после образца. Измерения выполнялись при $\Delta P = 1,1 \cdot 10^{-1} \div 1,3 \cdot 10^{-1}$ МПа. Коэффициент газопроницаемости в режиме стационарной фильтрации определялся по формуле (1).

В табл. 2 приведены результаты измерений газопроницаемости, выполненных на экспериментальном стенде при барометрическом давлении $P_{бар} = 0,098$ МПа, вязкости газа $\mu = 18 \cdot 10^{-5}$ МПа·с, длине образца $L = 3 \cdot 10^{-2}$ м.

Обсуждение результатов

Полученные значения газопроницаемости в численных экспериментах

($18,89 \cdot 10^{-3} \div 21,05 \cdot 10^{-3}$ мкм²) и лабораторных исследованиях угольных образцов ($19,88 \cdot 10^{-3} \div 21,79 \cdot 10^{-3}$ мкм²) характеризуются удовлетворительной схожимостью, которая не превышает 6%. При этом показано, что продолжительность переходного процесса фильтрации газа через угольный образец при его расходе $Q = 5 \cdot 10^{-6}$ м³/с и перепаде давления на образце угля $\Delta P = 1,1 \cdot 10^{-1}$ МПа составляет менее 15 с. Отметим, что увеличение проницаемости при высоких Q свидетельствует о нарушении закона Дарси, что приводит к необходимости ввода поправок в формулы (3), (4), например, Форхгеймера [16]. Проницаемость угольных проб, установленная в чис-

Таблица 2

Результаты измерения газопроницаемости угольных кернов
Gas permeability measurements in coal cores

Образец	t, с	Q, м ³ /с	ΔP, МПа	F, м ²	K _p , мкм ²
1	56,00	$5,36 \cdot 10^{-6}$	$1,2 \cdot 10^{-1}$	$7,54 \cdot 10^{-4}$	$21,79 \cdot 10^{-3}$
2	47,00	$6,38 \cdot 10^{-6}$	$1,3 \cdot 10^{-1}$		$21,45 \cdot 10^{-3}$
3	62,00	$4,84 \cdot 10^{-6}$	$1,1 \cdot 10^{-1}$		$19,88 \cdot 10^{-3}$

ленных и лабораторных условиях, соответствует общим представлениям о проницаемости угольных пластов Кузбасса. Так, ранее на основе слаг- и инъекционных тестов установлено, что она изменяется от слабопроницаемых $3,6 \cdot 10^{-3}$ мкм² до среднепроницаемых $68 \cdot 10^{-3}$ мкм² [17].

При этом проницаемость разрабатываемых угольных пластов Карагандинского угольного бассейна изменяется от $0,0005 \cdot 10^{-3}$ до $0,05 \cdot 10^{-3}$ мкм², Донецкого угольного бассейна — от $0,01 \cdot 10^{-3}$ мкм² до $58 \cdot 10^{-3}$ мкм² [18, 19].

Для угольных месторождений Piceance, San Juan и Powder River (США) проницаемость изменяется в пределах $1 \cdot 10^{-3} \div 5 \cdot 10^{-3}$, $1 \cdot 10^{-3} \div 50 \cdot 10^{-3}$ и $50 \cdot 10^{-3} \div 1500 \cdot 10^{-3}$ мкм² [20].

Угольные месторождения Китая характеризуются низкой проницаемостью от $0,002 \cdot 10^{-3}$ до $16 \cdot 10^{-3}$ мкм² [21, 22].

Заключение

Выполненные исследования подтверждают методологическую возможность и эффективность совместного применения численного моделирования и лабораторных измерений проницаемости угольных пластов. Полученные результаты могут быть использованы для повышения эффективности мероприятий по интенсификации газовыделения из угольных пластов, снижения затрат на дегазацию угольных шахт путем уменьшения объемов бурения скважин, а также для увеличения объемов каптирования и переработки угольного метана на шахтах Кузбасса. При этом на основе дальнейшего развития и применения описанного подхода представляется возможным заблаговременное предупреждение внезапных выбросов угля и газа при добыче угля подземным способом в Кузбассе.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Забурдяев В. С. Выделение метана из отбитого в очистном забое угля // Безопасность труда в промышленности. — 2019. — № 11. — С. 13–17. DOI: 10.24000/0409-2961-2019-11-13-17.
2. Wang Guofa, Ren Huaiwei, Pang Yihui, Cao Xiangang, Zhao Guorui, Chen Hongyue, Du Yibo, Mao Shanjun, Xu Yajun, Ren Shihua, Cheng Jianyuan, Liu Siping Research and engineering progress of intelligent coal mine technical system in early stages // Coal Science and Technology (Peking). 2020, vol. 48, no 7, pp. 1–27. DOI: 10.13199/j.cnki.cst.2020.07.001.
3. Мелехин Е. С., Кузина Е. С. Стимулирование процессов отработки высокогазонасыщенных угольных пластов // Уголь. — 2019. — № 6. — С. 46–51. DOI: 10.18796/0041-5790-2019-46-50.
4. Соловьев В. Б., Перепелятник А. Н. Применение твердых окислителей для разгрузки и дегазации угольных пластов // Горный информационно-аналитический бюллетень. — 2019. — № 56. — С. 267–277. DOI: 10.25018/0236-1493-2019-4-6-267-277.
5. Малашкина В. А. Исследование возможностей повышения эффективности подземной дегазации угольных шахт // Горный информационно-аналитический бюллетень. — 2019. — № 9. — С. 131–137. DOI: 10.25018/0236-1493-2019-09-0-131-137.
6. Клишин В. И., Тайлаков О. В., Опрук Г. Ю., Макеев М. П., Соколов С. В., Уткаев Е. А., Телегуз А. С. Экспериментальные исследования процесса разрушения угольного пласта при поинтервальном гидроразрыве // Фундаментальные и прикладные вопросы горных наук. — 2019. — Т. 6. — № 2. — С. 113–117. DOI: 10.15372/FPVGN2019060220.
7. Minghua Lin, Baiquan Lin, Wei Yang, Yang Zhao, Zheng Wang In-situ testing method of the permeability coefficient in a coal seam based on the finite volume method and its application //

Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2022, vol. 97, article 104370. DOI: 10.1016/j.jngse.2021.104370.

8. Исабек Т. К., Демин В. Ф., Шонтаев Д. С., Малыбаев С. К., Шонтаев А. Д., Александров А. Ю. Эффективная технология бурения опережающих дегазационных скважин на выбросоопасных угольных пластах // Уголь. — 2021. — № 6. — С. 11–14. DOI: 10.18796/0041-5790-2021-6-11-14.

9. Ширяев С. Н., Черепов А. А., Петрова О. А. Исследование зависимостей проницаемости краевой части угольного пласта от напряженно-деформированного состояния массива горных пород // Горный информационно-аналитический бюллетень. — 2019. — № 9. — С. 62–71. DOI: 10.25018/0236-1493-2019-09-0-62-71.

10. Bi Caiqin, Hu Zhifang, Tang Dazhen, Tao Shu, Zhang Jiaqiang, Tang Shuling, Huang Huazhou, Tang Yue, Yuan Yuan, Xu Yinbo, Shan Yansheng, Chi Huanpeng, Liu Wei, Zhu Hanyou, Wang Fuguog, Zhou Yang Research progress of coal measure gas and some important scientific problems // Geology in China. 2021, vol. 48, no. 2, pp. 402–423. DOI: 10.12029/gc20210205.

11. Аверин А. П., Белоусов Ф. С., Пашичев Б. Н., Трофимов В. А. Закономерности фильтрации газа через образец горной породы // Горный информационно-аналитический бюллетень. — 2021. — № 10. — С. 100–111. DOI: 10.25018/023614932021100100.

12. Yang Hongwei, Han Bing, Qian Zhiliang Determination principle of residual gas and analysis of influencing factors on the results of laboratory measurement // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2020, vol. 526, no. 1, article 012056. DOI: 10.1088/1755-1315/526/1/012056.

13. Рубан А. Д., Забурдяев В. С., Забурдяев Г. С., Матвиенко Н. Г. Метан в шахтах и рудниках России: прогноз, извлечение и использование. — М.: ИПКОН РАН, 2006. — 312 с.

14. Захаров В. Н., Малинникова О. Н., Трофимов В. А., Филиппов Ю. А. Зависимость проницаемости угольного пласта от газосодержания и действующих напряжений // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. — 2016. — № 2. — С. 16–25. DOI: 10.1134/S1062739116020345.

15. Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Рыжик В. М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. — М.: Недра, 1972. — 288 с.

16. Гаюбов А. Т. Особенности течения флюидов в пористых средах в условиях нарушения линейного закона Дарси // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. — 2021. — № 1(302). — С. 19–28. DOI: 10.33285/2073-9028-2021-1(302)-19-28.

17. Тайлаков О. В., Застрелов Д. Н., Смыслов А. И., Уткаев Е. А. Физическое моделирование фильтрации флюида в угольном пласте для оценки радиуса скин-эффекта // Горный информационно-аналитический бюллетень. — 2013. — СВ 6. — С. 165–169.

18. Tailakov O. V., Utkaev E. A., Makeev M. P., Smyslov A. I. Estimate of coal seams filtration properties in Kuznetsk coal basin of Russia / The International Coalbed Methane Symposium. Tuscaloosa, Alabama, 2003, pp. 298–302.

19. Тайлаков О. В., Уткаев Е. А., Макеев М. П. Определение фильтрационных свойств угольных пластов по результатам шахтных измерений // Научно-технические проблемы разработки и использования минеральных ресурсов. — 2020. — № 6. — С. 366–370.

20. Thakur P. Advanced reservoir and production engineering for coal bed methane. Elsevier Inc., 2017, 210 p. DOI: 10.1016/C2014-0-03188-7.

21. Копытов А. И., Войтов М. Д., Тагиев С. М. Опыт добычи метана при разработке угольных месторождений Китая // Вестник Кузбасского государственного технического университета. — 2016. — № 3. — С. 8–14.

22. Fan Yongpeng, Shu Longyong, Huo Zhonggang, Hao Jinwei, Li Yang Numerical simulation of sectional hydraulic reaming for methane extraction from coal seams // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2021, vol. 95, article 104180. DOI: 10.1016/j.jngse.2021.104180. **WJAS**

REFERENCES

1. Zaburdyayev V. S. Methane emission from the broken-down coal in the working face. *Occupational Safety in Industry*. 2019, no. 11, pp. 13 – 17. [In Russ]. DOI: 10.24000/0409-2961-2019-11-13-17.
2. Wang Guofa, Ren Huaiwei, Pang Yihui, Cao Xiangang, Zhao Guorui, Chen Hongyue, Du Yibo, Mao Shanjun, Xu Yajun, Ren Shihua, Cheng Jianyuan, Liu Siping Research and engineering progress of intelligent coal mine technical system in early stages. *Coal Science and Technology (Peking)*. 2020, vol. 48, no 7, pp. 1 – 27. DOI: 10.13199/j.cnki.cst.2020.07.001.
3. Melekhin E. S., Kuzina E. S. Stimulation of mining processes of high-gas coal seams. *Ugol'*. 2019, no. 6, pp. 46 – 51. [In Russ]. DOI: 10.18796/0041-5790-2019-46-50.
4. Soloviev V. B., Perepelytnik A. N. The use of solid oxidants for the discharge and degassing of coal seams. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2019, no. S6, pp. 267 – 277. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236-1493-2019-4-6-267-277.
5. Malashkina V. A. Efficiency boosting feature of intensification of coal mine in degasification. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2019, no. 9, pp. 131 – 137. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236-1493-2019-09-0-131-137.
6. Klishin V. I., Tailakov O. V., Opruk G. Yu., Makeev M. P., Sokolov S. V., Utkaev E. A., Teleguz A. S. Experimental researches of coal seam failure in interval hydraulic fracturing. *Fundamental'nye i prikladnye voprosy gornyykh nauk*. 2019, vol. 6, no. 2, pp. 113 – 117. [In Russ]. DOI: 10.15372/FPVGN2019060220.
7. Minghua Lin, Baiquan Lin, Wei Yang, Yang Zhao, Zheng Wang In-situ testing method of the permeability coefficient in a coal seam based on the finite volume method and its application. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2022, vol. 97, article 104370. DOI: 10.1016/j.jngse.2021.104370.
8. Isabek T. K., Demin V. F., Shontayev D. S., Malybaev S. K., Shontayev A. D., Aleksandrov A. Yu. Effective technology for drilling advance methane drainage boreholes in outburst-prone coal beds. *Ugol'*. 2021, no. 6, pp. 11 – 14. [In Russ]. DOI: 10.18796/0041-5790-2021-6-11-14.
9. Shiryaev S. N., Cherepov A. A., Petrova O. A. Analysis of coal seam permeability around the edges versus stress–strain state of rock mass. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2019, no. 9, pp. 62 – 71. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236-1493-2019-09-0-62-71.
10. Bi Caiqin, Hu Zhifang, Tang Dazhen, Tao Shu, Zhang Jiaqiang, Tang Shuling, Huang Huazhou, Tang Yue, Yuan Yuan, Xu Yinbo, Shan Yansheng, Chi Huanpeng, Liu Wei, Zhu Hanyou, Wang Fuguog, Zhou Yang Research progress of coal measure gas and some important scientific problems. *Geology in China*. 2021, vol. 48, no. 2, pp. 402 – 423. DOI: 10.12029/gc20210205.
11. Averin A. P., Belousov F. S., Pashichev B. N., Trofimov V. A. Gas flow patterns in rock samples. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2021, no. 10, pp. 100 – 111. [In Russ]. DOI: 10.25018/023614932021100100.
12. Yang Hongwei, Han Bing, Qian Zhiliang Determination principle of residual gas and analysis of influencing factors on the results of laboratory measurement. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2020, vol. 526, no. 1, article 012056. DOI: 10.1088/1755-1315/526/1/012056.
13. Ruban A. D., Zaburdyayev V. S., Zaburdyayev G. S., Matvienko N. G. *Metan v shakhtakh i rudnikakh Rossii: prognoz, izvlechenie i ispol'zovanie* [Methane in collieries and ore mines in Russia: prediction, extraction and use], Moscow, IPKON RAN, 2006, 312 p.
14. Zakharov V. N., Malinnikova O. N., Trofimov V. A., Filippov Yu. A. Effect of gas content and actual stresses on coalbed permeability. *Fiziko-tekhnicheskie problemy razrabotki poleznykh iskopaemykh*. 2016, no. 2, pp. 16 – 25. [In Russ]. DOI: 10.1134/S1062739116020345.
15. Barenblatt G. I., Entov V. M., Ryzhik V. M. *Teoriya nestatsionarnoy fil'tratsii zhidkosti i gaza* [The theory of unsteady filtration of liquid and gas], Moscow, Nedra, 1972, 288 p.
16. Gayubov A. T. Non-Darcy flow through porous media. *Proceedings of Gubkin University*. 2021, no. 1(302), pp. 19 – 28. [In Russ]. DOI: 10.33285/2073-9028-2021-1(302)-19-28.

17. Tailakov O. V., Utkaev E. A., Zastrelov D. N., Smyslov A. I. Physical modeling of the fluid filtration in coal seam for the assessment of skin-zone radius. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2013, special edition 6, pp. 165 – 169. [In Russ].

18. Tailakov O. V., Utkaev E. A., Makeev M. P., Smyslov A. I. Estimate of coal seams filtration properties in Kuznetsk coal basin of Russia. *The International Coalbed Methane Symposium.* Tuscaloosa, Alabama, 2003, pp. 298 – 302.

19. Tailakov O. V., Utkaev E. A., Makeev M. P. Determination of filtration properties of coal seams based on the results of mine measurements. *Naukoemkie tekhnologii razrabotki i ispol'zovaniya mineral'nykh resursov.* 2020, no. 6, pp. 366 – 370. [In Russ].

20. Thakur P. *Advanced reservoir and production engineering for coal bed methane.* Elsevier Inc., 2017, 210 p. DOI: 10.1016/C2014-0-03188-7.

21. Kopytov A. I., Voytov M. D., Tagiev S. M. The experience of methane production in coal fields of China. *Bulletin of the Kuzbass State Technical University.* 2016, no. 3, pp. 8 – 14. [In Russ].

22. Fan Yongpeng, Shu Longyong, Huo Zhonggang, Hao Jinwei, Li Yang Numerical simulation of sectional hydraulic reaming for methane extraction from coal seams. *Journal of Natural Gas Science and Engineering.* 2021, vol. 95, article 104180. DOI: 10.1016/j.jngse.2021.104180.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Тайлаков Олег Владимирович¹ — д-р техн. наук,
профессор, главный научный сотрудник,
e-mail: oleg2579@gmail.com,
ORCID ID: 0000-0001-5046-0476,

Макеев Максим Павлович¹ — канд. техн. наук,
старший научный сотрудник,
e-mail: mmakeev@uglemetan.ru,
ORCID ID: 0000-0002-9592-3646,

Уткаев Евгений Александрович¹ — канд. техн. наук,
старший научный сотрудник,
e-mail: utkaev@uglemetan.ru,

¹ Федеральный исследовательский центр угля и углехимии
Сибирского отделения РАН.

Для контактов: Макеев М.П., e-mail: mmakeev@uglemetan.ru.

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

O.V. Tailakov¹, Dr. Sci. (Eng.), Professor,
Chief Researcher, e-mail: oleg2579@gmail.com,
ORCID ID: 0000-0001-5046-0476

M.P. Makeev¹, Cand. Sci. (Eng.), Senior Researcher,
e-mail: mmakeev@uglemetan.ru,
ORCID ID: 0000-0002-9592-3646,

E.A. Utkaev¹, Cand. Sci. (Eng.), Senior Researcher,
e-mail: utkaev@uglemetan.ru,

¹ Federal Research Center of Coal and Coal Chemistry,
Siberian Branch of Russian Academy of Sciences,
650065, Kemerovo, Russia

Corresponding author: M.P. Makeev, e-mail: mmakeev@uglemetan.ru.

Получена редакцией 16.05.2022; получена после рецензии 27.07.2022; принята к печати 10.08.2022.

Received by the editors 16.05.2022; received after the review 27.07.2022; accepted for printing 10.08.2022.