

## Исследование влияния разреженного монослоя проппанта на проницаемость угля

*Т. В. Шилова<sup>1</sup>\*, И. М. Сердюк<sup>1,2</sup>*

<sup>1</sup> Институт горного дела им. Н.А. Чинакала СО РАН, г. Новосибирск, Российская Федерация

<sup>2</sup> Новосибирский государственный университет, г. Новосибирск, Российская Федерация

\* e-mail: shilovatanya@yandex.ru

**Аннотация.** Проблема эффективной дегазации и интенсификации извлечения метана угольных пластов является актуальной при подземной разработке месторождений. Одним из способов повышения проницаемости угля является гидроразрыв пласта. Долговременная проводимость трещин гидроразрыва возможна при использовании расклинивающих материалов (проппантов). Проведены исследования влияния частичного заполнения искусственной трещины проппантом на проницаемость угля. Выполнены фильтрационные эксперименты с образцами, содержащими продольную трещину, заполненную разреженным монослоем проппанта в условиях всестороннего сжатия 1-5 МПа. Установлено, что при уменьшении поверхностной плотности проппанта в 2-4 раза, проницаемость угля сохраняется и соответствует значениям, полученным при сплошном монослое. Оценены коэффициенты сжимаемости естественных и искусственной трещины в угле по результатам фильтрационных тестов. Выявлено, что для расклиненных трещин коэффициент сжимаемости на порядок ниже, чем для естественных.

**Ключевые слова:** уголь, проницаемость, трещина, гидроразрыв, проппант, дегазация

## Effect of rarefied proppant monolayer on coal permeability

*T. V. Shilova<sup>1</sup>\*, I. M. Serdyuk<sup>1,2</sup>*

<sup>1</sup> Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russia

<sup>2</sup> Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia

\* e-mail: shilovatanya@yandex.ru

**Abstract.** Effective gas drainage and intensification of coalbed methane recovery is a challenging problem in underground mining. One of the methods to increase coal permeability is hydraulic fracturing. Long-term conductivity of hydraulic fractures is ensured using wedging materials (proppants). The effect of partial filling of an artificial fracture by proppant on coal permeability is studied. The permeability tests of samples with a longitudinal fracture filled by a rarefied monolayer of proppant were performed under conditions of triaxial compression at 1–5 MPa. It is found that with a decrease in the surface density of the proppant by 2–4 times, the coal permeability is preserved and corresponds to the values obtained for a continuous proppant monolayer. The compressibility coefficients of the natural and artificial fractures in coal are estimated based on the permeability test results. The compressibility coefficient in the propped fractures is one order of magnitude lower than in the natural cracks.

**Keywords:** coal, permeability, fracture, hydraulic fracturing, proppant, gas drainage

### *Введение*

Низкая проницаемость угля осложняет извлечение метана из неразгруженных газоносных угольных пластов при подземном способе разработки [1-3]. Одним из способов повышения проницаемости и дегазации угля является гидрораз-

рыв пласта. Для обеспечения долговременной проводимости инициированных трещин гидроразрыва используют раскрепляющие материалы, проппанты. Особенностью гидроразрыва угольных пластов является его локальный характер, при котором размеры создаваемых трещин составляют метры – первые десятки метров, а приток газа – незначителен [4-10]. Это позволяет для расклинивания трещин использовать ограниченное количество проппанта, вплоть до разреженного монослоя. В статье приведены результаты экспериментального исследования влияния параметров неполного заполнения дренажной трещины разреженным монослоем проппанта на проницаемость угля в условиях гидростатического сжатия.

### *Методы и материалы*

Фильтрационные эксперименты проводили с использованием кернов, предварительно изготовленных из каменного угля. Высота цилиндрических образцов составляла 3 см, диаметр - 3 и 4,5 см. Для расклинивания трещины в угле использовали алюмосиликатный проппант, размер основной фракции которого составляет 1050мкм (рис. 1). Эксперименты включали несколько этапов. На первом этапе проводили серию фильтрационных тестов с угольными кернами без искусственной трещины. На втором этапе в образце создавали продольную трещину вдоль оси керна, заполняли ее сплошным монослоем проппанта (заполнение 100%) и проводили серию экспериментов. Далее количество проппанта в созданной трещине последовательно уменьшали до 50 об. % и 25 об. % на третьем и четвертом этапах, соответственно. Проницаемость угля исследовали на лабораторной установке, предназначенной для фильтрации газа в породах при линейном стационарном характере течения [11]. Условия экспериментов на всех этапах были одинаковы: давление гидростатического сжатия  $P$  изменяли с 1 до 5 МПа с шагом 1 МПа, значения перепада на торцах образца  $\Delta P$  составляли 0,2 – 1,5 бар. Коэффициент газопроницаемости угля определяли согласно ГОСТ 26450.2-85 [12]. Дополнительно оценивали коэффициент сжимаемости естественных и искусственной трещины в угле по методике, описанной в работах Pan et al. 2012, Seidle et al. 1992[13, 14].

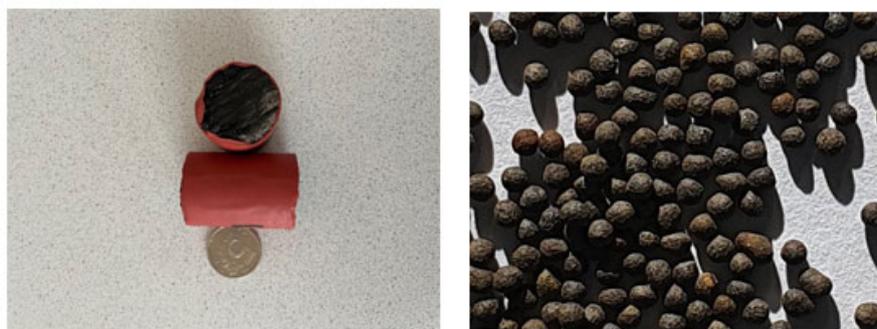


Рис. 1. Образцы каменного угля (слева) и проппанта для расклинивания созданной трещины (справа)

## Результаты

Коэффициент проницаемости угля без трещины составил в условиях сжатия  $P=1$  МПа 1,5 мД, уменьшаясь до 0,07 мД при  $P=5$  МПа (рис. 2). Проницаемость угля с продольной трещиной, расклиненной сплошным монослоем пропанта изменяется в пределах 121-135 мД при давлении гидростатического сжатия образца  $P = 1-5$  МПа. В случае расклинивания искусственной трещины разреженным монослоем пропанта коэффициент проницаемости составляет 117-129 мД для заполнения 50%-м монослоем и 119-130 мД для 25%-ого монослоя. Полученные значения приведены в табл. 1. По результатам фильтрационных тестов определены значения коэффициентов сжимаемости естественных и расклиненной трещин в угле, которые в среднем составили  $0,3$  и  $0,025$  МПа<sup>-1</sup>, соответственно.

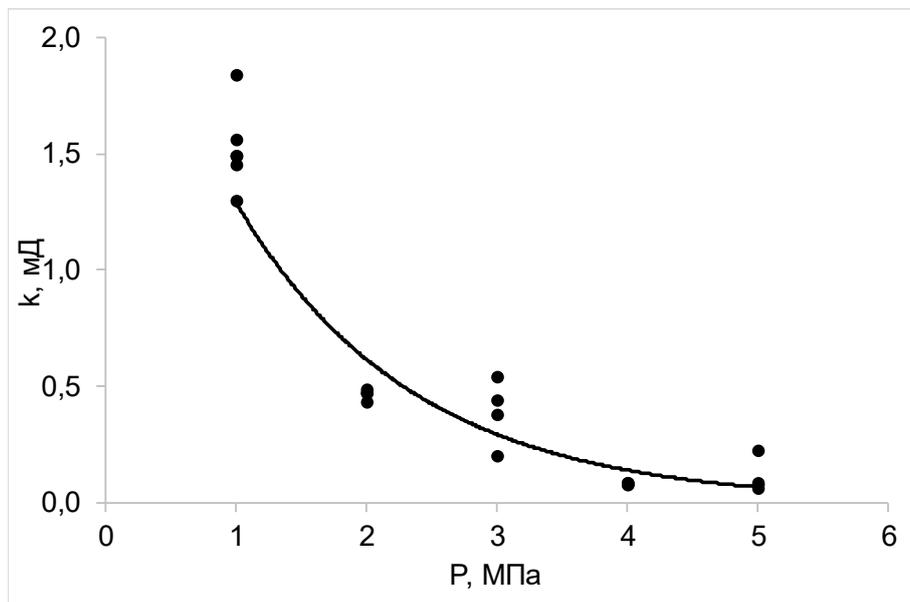


Рис. 2. Зависимость коэффициента проницаемости угля ( $k$ ) от давления гидростатического сжатия ( $P$ ): круги – экспериментальные данные, сплошная кривая – экспоненциальная зависимость

Таблица 1

Проницаемость угля с продольной трещиной, расклиненной сплошным и разреженным монослоем пропанта

Давление гидростатического сжатия, $P$ , МПа	Среднее значение коэффициента проницаемости угля, $k_{ср}$ , мД		
	заполнение пропантом 100%	заполнение пропантом 50%	заполнение пропантом 25%
1	130,3	127,3	127,1
2	135,0	129,3	125,6
3	133,1	126,4	130,7
4	128,6	123,3	122,8
5	121,6	117,1	119,3

## Обсуждение

Создание и расклинивание пропантом искусственной продольной трещины в угле значительно повышает его проницаемость, при этом эффект увеличивается с ростом сжимающих напряжений. Значения, полученные для образцов с трещиной, расклиненной монослоем пропанта выше проницаемости угля более чем в 80 раз в условиях гидростатического сжатия 1МПа и на 3 порядка при давлении сжатия 5МПа. Получено, что при уменьшении поверхностной плотности пропанта в трещине в 2-4 раза, проницаемость угля сохраняется и соответствует значениям, полученным при сплошном монослое. По результатам фильтрационных экспериментов определены коэффициенты сжимаемости естественных и искусственной трещины в угле, характеризующие относительное изменение их ширины с ростом давления и позволяющие прогнозировать проницаемость угля в условиях горного давления. Выявлено, что для расклиненных трещин коэффициент сжимаемости в среднем в 10 раз ниже, чем для естественных.

## Заключение

По результатам экспериментальных исследований установлено, что при уменьшении поверхностной плотности пропанта в трещине в 2-4 раза, проницаемость угля сохраняется и соответствует значениям, полученным при сплошном монослое. Получено, что коэффициент сжимаемости трещины, расклиненной разреженным монослоем пропанта, в среднем в 10 раз ниже, чем естественных трещин в угле.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Pan Z., Connell L. D. Modelling permeability for coal reservoirs: a review of analytical models and testing data //International Journal of Coal Geology. – 2012. – Т. 92. – С. 1-44.
2. Guo P. et al. Impact of effective stress and matrix deformation on the coal fracture permeability //Transport in porous media. – 2014. – Т. 103. – №. 1. – С. 99-115.
3. Пучков Л.А., Сластунов С.В., Коликов К.С. Извлечение метана из угольных пластов. – М.: Горная книга, 2002, 383с.
4. Seidle J. Fundamentals of coalbed methane reservoir engineering. – PennWell Books, 2011.
5. Thakur P., Schatzel S. J., Aminian K. (ed.). Coal bed methane: From prospect to pipeline. – Elsevier, 2014.
6. Liang F. et al. A comprehensive review on proppant technologies //Petroleum. – 2016. – Т. 2. – №. 1. – С. 26-39.
7. Keshavarz A. et al. Laboratory-based mathematical modelling of graded proppant injection in CBM reservoirs //International Journal of Coal Geology. – 2014. – Т. 136. – С. 1-16.
8. Jeffrey R. G. and Boucher C. Sand propped hydraulic fracture stimulation of horizontal in-seam gas drainage holes at dartbrook coal mine / Coal Operators' Conference, Wollongong, Australia, 2004. - pp. 169 – 179.
9. Huang F. et al. Effects of Proppant Wettability and Size on Transport and Retention of Coal Fines in Saturated Proppant Packs: Experimental and Theoretical Studies //Energy & Fuels. – 2021. – Т. 35. – №. 15. – С. 11976-11991.
10. Kumar, H., Elsworth, D., Liu, J., Pone, D., Mathews, J.P., 2015. Permeability evolution of propped artificial fractures in coal on injection of CO<sub>2</sub>. J. Pet. Sci. Eng. 133, 695–704.
11. Сердюков С. В., Шилова Т. В., Дробчик А. Н. Лабораторная установка и методика определения газопроницаемости горных пород //Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2017. – №. 5. – С. 172-180.

12. ГОСТ 26450.2-85. Методы определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. — М.: Изд-во стандартов, 1985. — 17 с.
13. Pan Z., Connell L. D., Camilleri M. Laboratory characterisation of coal reservoir permeability for primary and enhanced coalbed methane recovery //International Journal of Coal Geology. — 2010. — Vol. 82. — No. 3-4. — P. 252-261.
14. Seidle J. P., Jeansonne M.W., Erickson D. J. Application of matchstick geometry to stress dependent permeability in coals //SPE rocky mountain regional meeting. — Society of Petroleum Engineers, 1992.

© Т. В. Шилова, И. М. Сердюк, 2022