



**ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПРОППАНТА НА СЖИМАЕМОСТЬ ТРЕЩИН  
В УГОЛЬНОМ ПЛАСТЕ**

**Т. В. Шилова**

*Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, E-mail: shilovatanya@yandex.ru,  
Красный проспект 54, г. Новосибирск 630091, Россия*

Рассмотрен вопрос повышения продуктивности дегазационных скважин в угольных пластах методом гидроразрыва. Показано, что расклинивание трещины гидроразрыва проппантами обеспечивает длительное увеличение ее производительности. Приведены результаты лабораторных экспериментов по определению проницаемости угля при действии различных напряжений. Установлено, что использование проппантов значительно снижает сжимаемость трещины гидроразрыва и проницаемость расклиненной трещины становится менее чувствительна к изменению напряженного состояния.

*Угольный пласт, дегазация, гидроразрыв, сжимаемость трещины, проппант*

**EFFECTS OF PROPPANT ON FRACTURE COMPRESSIBILITY IN COAL SEAM**

**T. V. Shilova**

*Chinakal Institute of Mining, Siberian Branch, Russian Academy of Sciences  
E-mail: shilovatanya@yandex.ru, Krasny pr. 54, Novosibirsk 630091, Russia*

The paper discusses the problem of enhancement of gas well drainage productivity in coal seams using the hydraulic fracturing technology. Filling of a fracture with proppant provides a long-term increase in the well drainage performance. Results of the laboratory experiments to determine coal permeability under various stress conditions are provided. The experimental results have shown that the use of proppants significantly reduces the fracture compressibility, while permeability of the propped fracture becomes less sensitive to changes in stress conditions.

*Coal seam, degassing, hydraulic fracturing, fracture compressibility, proppant*

Предварительная дегазация является составной частью подземной разработки газоносных угольных пластов. По мере увеличения глубины горных работ газосодержание углей растет, поэтому проблема их эффективной дегазации приобретает все большее практическое значение. Метод гидроразрыва применяется для создания дополнительных фильтрационных каналов из угольного пласта в скважину и повышения ее гидродинамического совершенства [1, 2]. Обеспечить длительную производительность скважин можно за счет расклинивания трещин гидроразрыва проппантами [3, 4]. Результаты лабораторных и полевых исследований изменения проницаемости угля при расклинивании трещин проппантами приведены в работах [2, 5–8].

Согласно распространенным представлениям, для угольных пластов характерно блочно-трещиноватое строение, и фильтрация метана происходит по естественным трещинам [9, 10]. При этом пропускная способность по газу зависит от свойств трещин, а именно от их количества, ширины (раскрытия), связности, протяженности в направлении фильтрации и др. Проницаемостью и сжимаемостью блоков угольной матрицы в оценках проницаемости, как правило, пренеб-

регают [11, 12]. Угольный пласт испытывает внутренне напряжение, которое создают флюиды, содержащиеся в порах, и внешнее напряжение в условиях горного давления. Отток флюидов из порового пространства приводит к изменению внутреннего напряжения в пласте, вследствие этого увеличивается эффективное напряжение и изменяется объем пор, суммарный объем породы и др. Сжимаемость пор породы характеризует относительное изменение объема пор на единицу изменения давления [13]. Учитывая, что пористость угольного пласта определяется в основном его трещиноватостью, сжимаемость трещин в угле может быть оценена по методике, предложенной в [14, 15]

В настоящей статье представлены результаты лабораторного исследования влияния легкого проппанта на сжимаемость трещин в угле. Эксперименты проводились при различных сжимающих нагрузках (от 0.1 до 5 МПа) и поровых давлениях газа в соответствии с методикой, приведенной в [15]. (т.к. слово описание находится в следующем абзаце!)

Фильтрационные эксперименты выполнены на лабораторной установке, разработанной в ИГД СО РАН и предназначенной для определения проницаемости горных пород при различных условиях сжатия образца. Подробное описание и основные характеристики установки даны в работе [16].

Для экспериментов был взят длиннопламенный уголь (марка “Д”) с Караканского месторождения Кузбасса, из которого вырезались цилиндрические образцы диаметром и длиной 3 см. Перед началом фильтрационных экспериментов исследовались особенности трещиноватости углей. Для этого были изготовлены аншлифы с поверхностью, отражающей микроструктуру породы в поперечном сечении образцов. Перед началом исследований подготовленные образцы насыщали люминофором при низком вакууме, что способствовало выявлению дефектов, имеющих внутренний объем в образцах. Для анализа микроструктуры угля использовали три образца. Исследования выполнялись в отраженном свете на анализаторе микроструктуры твердых веществ “SIAMS Минерал С7”.

Цилиндрические образцы раскалывали по образующей линии, тем самым, формировали сквозные трещины в плоскости оси образца. Их поверхность полировали алмазной пастой с размерами абразивных частиц 20, 10, 5, 1 мкм. Пример обработанных поверхностей трещины показан рис. 1а. Созданные трещины заполняли проппантом (рис. 1б) и подготовленный образец помещали в испытательную камеру. Среднее раскрытие расклиненных трещин при атмосферном давлении составляло 0.4 мм. В качестве проппанта применяли полые алюмосиликатные микросферы АСПМ-500 с насыпной плотностью 0.6–0.7 г/см<sup>3</sup> (рис. 2), размером основной фракции (около 70 %) — 140мкм, округлостью выше 0.8 (рис. 2).

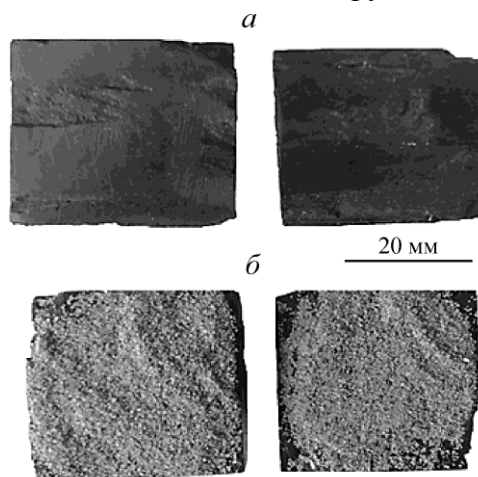
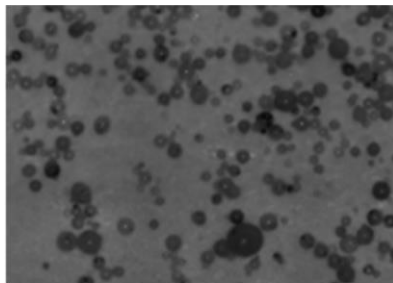


Рис. 1. Поверхности сквозной трещины вдоль оси цилиндрического образца длиннопламенного угля без проппанта (а) и с проппантом (б)

Перед началом фильтрационных тестов были исследованы особенности трещиноватости угля в отраженном свете. Анализ микроструктуры угля включал определение количества и ширины (раскрытия) трещин, размера блоков угольной матрицы и угла между системами трещин. Для каждой трещины и блока угольной матрицы проводили не менее 100 измерений ширины трещины вдоль ее простираания. Полученные данные подвергались статистической обработке с расчетом средних значений.



1000 мкм

Рис. 2. Алюмосиликатные микросферы АСПМ-500

Фильтрационные тесты по определению газопроницаемости угля проводили с использованием азота, фильтрующегося в осевом направлении, при постоянных перепадах давления на концах образца  $\Delta P$  и различных сжимающих нагрузках  $P$ . На первом этапе исследовалась проницаемость угля без создания сквозной трещины. Давление равномерного осевого и бокового сжатия  $P$  образца длиннопламенного угля меняли с 1 до 5 МПа с шагом 1 МПа. Для каждого значения  $P$  выполнялась серия тестов при различных перепадах  $\Delta P$  от 0.01 до 0.1 МПа с шагом 0.01–0.02 МПа. Температура в экспериментах находилась в диапазоне 22–26 °С.

На втором этапе изучалась проницаемость образцов длиннопламенного угля со сквозной трещиной без проппанта, на третьем — с трещиной, расклиненной микросферами АСПМ-500. Проппант равномерно наносили на поверхность трещины, затем половинки расколотого цилиндрического образца соединяли вместе и полученный составной образец помещали в резиновую манжету и далее в испытательную камеру, после чего выполняли серию экспериментов при  $P=1–5$  МПа с шагом 1 МПа и перепадах  $\Delta P = 0.01–0.1$  МПа. Для каждого значения  $\Delta P$  проводилось не менее трех тестов при температуре 21–25 °С.

*Обработка экспериментальных данных.* Для расчета проницаемости трещины без и с проппантом использовали выражение [11, 17]

$$K_f = \frac{10^3 h W^3}{12A}, \quad (1)$$

где  $K_f$  — проницаемость трещины, мкм<sup>2</sup>;  $h$  — высота трещины (перпендикулярна градиенту давления), см;  $W$  — ширина трещины, см;  $A$  — площадь трещины в сечении поперечном потоку, см<sup>2</sup>.

Проницаемость сквозной продольной трещины в цилиндрическом образце:

$$K_f = \frac{(K - K_s) \pi R}{2W} + K, \quad (2)$$

где  $K$ ,  $K_s$  — проницаемость образца со сквозной трещиной и без трещины соответственно, мкм<sup>2</sup>;  $R$  — радиус образца, см,  $W$  — раскрытие трещины, см.

Проницаемость трещины без и с проппантом определялась из выражений (1), (2) для каждого значения  $P$ . Сжимаемость трещин до и после использования проппанта оценена по методике, изложенной в [14, 15],

$$K_f = K_{f0} e^{-3C_f(\sigma - \sigma_0)}, \quad (3)$$

где  $K_{f0}$  — начальная проницаемость трещины, мкм<sup>2</sup>;  $C_f$  — сжимаемость трещины, МПа<sup>-1</sup>;  $\sigma_0$  — начальное эффективное напряжение, МПа;  $\sigma$  — эффективное напряжение, МПа.

Полученные значения сравнивали между собой и с результатами исследования сжимаемости естественных трещин в угле. Газопроницаемость цельного образца без сквозной трещины рассчитывали по закону Дарси. Использовали выражение для линейного потока газа и стационарного характера фильтрации [18]. Сжимаемость естественных трещин была оценена по формуле (3).

Микроскопические исследования параметров трещин и блоков угольной матрицы образцов показали, что структура угля марки “Д” в сечении, поперечном оси цилиндрических экспериментальных образцов, характеризуется системой естественных трещин шириной 47 мкм при среднем размере блока угольной матрицы 4350 мкм. В результате фильтрационных экспериментов установлена зависимость проницаемости угля марки “Д”, не содержащих трещину разрыва, от равномерного сжатия образца. Получено, что проницаемость угля при  $P = 1$  МПа составляет  $2.8 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, а при  $P = 5$  МПа —  $0.9 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, среднее значение сжимаемости естественных трещин — 0.094, значение сжимаемости сквозной трещины, не заполненной пропантом, — 0.0048 МПа<sup>-1</sup> (табл. 1, рис. 3). Добавление полых алюмосиликатных микросфер АСПМ500 значительно снижает сжимаемость трещины;  $K_f = 0.00069$  МПа<sup>-1</sup> (рис. 3, табл. 1).

Коэффициенты сжимаемости трещин в угле  $K_f$  при различных давлениях сжатия образца  $P$  и давлении газа в образце  $\Delta P = 0.1$  МПа

$P$ , МПа	$K_f$ , МПа <sup>-1</sup>		
	Уголь без трещины	Уголь с искусственной трещиной	
		без пропантанта	расклиненной пропантом
1	0.093	0.007	0.00071
2	0.094	0.0059	0.00086
3	0.094	0.0046	0.00072
4	0.095	0.0036	0.00060
5	0.094	0.003	0.00053

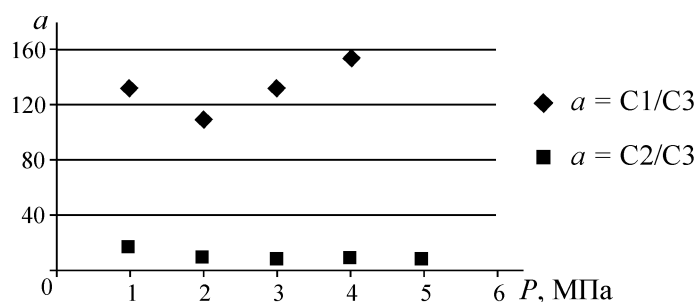


Рис. 3. Зависимость отношения  $a$  средних значений коэффициентов сжимаемости естественных трещин в угле (C1), искусственной трещины без пропантанта (C2), с пропантом (C3) от равномерной сжимающей нагрузки  $P$

## ВЫВОДЫ

Проведенные исследования длиннопламенного угля Караканского месторождения Кузбасса показали, что использование пропантов для расклинивания искусственной трещины приводит к значительному увеличению проницаемости угля и существенно влияет на ее сжимаемость. Установлено, что сжимаемость трещины с пропантом при начальном раскрытии 0.4 мм и равномерных сжимающих нагрузках 1–5 МПа снижается в 5–9 раз по сравнению с искусственной трещиной без пропантанта и на два порядка, по сравнению с естественными трещинами в угле. Проницаемость и сжимаемость трещин с пропантом менее чувствительны к изменению условий напряжений.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ / REFERENCES

1. **Economides M., Oligney R., and Valkó P.** Unified fracture design: bridging the gap between theory and practice. Orsa Press, 2002.
2. **Keshavarz A., Badalyan A., et al.** Productivity enhancement by stimulation of natural fractures around a hydraulic fracture using micro-sized proppant placement, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, vol. 33, pp. 1010–1024.
3. **Neto L. B., Khanna A., and Kotousov A.** Conductivity and performance of hydraulic fractures partially filled with compressible proppant packs, *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2015, vol. 74, pp. 1–9.
4. **Brannon H. D., Malone M. R., et al.** Maximizing fracture conductivity with proppant partial monolayers: theoretical curiosity or highly productive reality? *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Society of Petroleum Engineers, 2004.
5. **Shilova T. and Rybalkin L.** Lightweight proppant for fracture permeability increasing in coal seams, *Mining Information Analytical Bulletin*, 2018, vol. 2, no. 11, pp. 106–116 [**Шилова Т. В., Рыбалкин Л. А.** Легкий проппант для повышения проницаемости трещин гидроразрыва в угольных пластах // ГИАБ. — 2018. — Т. 2 — № 11 — С. 106–116.]
6. **Kumar H., Elsworth D., et al.** Permeability evolution of propped artificial fractures in coal on injection of CO<sub>2</sub>, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2015, vol. 133, pp. 695–704.
7. **Shilova T. and Rybalkin L.** A lightweight proppant influence on the coal specimen permeability, *International Multidisciplinary Scientific GeoConference: SGEM: Surveying Geology & mining Ecology Management*, 2018, vol. 18, pp. 27–32.
8. **Wu Y., Pan Z., et al.** Experimental study of permeability behaviour for proppant supported coal fracture, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, vol. 51, pp. 18–26.
9. **Purl R., Evanoff J. C., et al.** Measurement of coal cleat porosity and relative permeability characteristics, *SPE Gas Technology Symposium*, Society of Petroleum Engineers, 1991.
10. **Lu M. and Connell L. D.** A dual-porosity model for gas reservoir flow incorporating adsorption behavior, part I. Theoretical development and asymptotic analyses, *Transport in porous media*, 2007, vol. 68, no. 2, pp. 153–173.
11. **Somerton W. H., Söylemezoğlu I. M., and Dudley R. C.** Effect of stress on permeability of coal, *International Journal of rock mechanics and mining sciences & geomechanics abstracts*, Pergamon, 1975, vol. 12, no. 5–6, pp. 129–145.
12. **Laubach S. E., Marrett R. A., et al.** Characteristics and origins of coal cleat: a review, *International Journal of Coal Geology*, 1998, vol. 35, no. 1–4, pp. 175–207.
13. **Tiab D. and Donaldson E. C.** Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties, Student Edition, 1996.
14. **Seidle J. R., Huitt L. G., et al.** Experimental measurement of coal matrix shrinkage due to gas desorption and implications for cleat permeability increases, *International Meeting on Petroleum Engineering*, Society of Petroleum Engineers, 1995.
15. **Pan Z., Connell L. D., and Camilleri M.** Laboratory characterization of coal reservoir permeability for primary and enhanced coalbed methane recovery, *International Journal of Coal Geology*, 2010, vol. 82, no. 3–4, pp. 252–261.
16. **Serdyukov S. V., Shilova T. V., and Drobchik A. N.** Laboratory installation and procedure to determine gas permeability of rocks, *Journal of Mining Science*, 2017, vol. 53, no. 5, pp. 954–961. [**Сердюков С. В., Шилова Т. В., Дробчик А. Н.** Лабораторная установка и методика определения газопроницаемости горных пород // ФТПРПИ. — 2017. — № 5. — С. 172–180.]
17. **Parsons R. W.** Permeability of idealized fractured rock, *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1966, vol. 6, no. 02, pp. 126–136.
18. **GOST 26450.2-85.** Methods for determination of absolute gas permeability coefficient by stationary and non-stationary filtration, Moscow, Standards Publishing House, 1985, 17 pp. (in Russian) [**ГОСТ 26450.2-85.** Методы определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. — М.: Изд-во стандартов, 1985. — 17 с.]