

## **ОЦЕНКА АНИЗОТРОПИИ ПРОНИЦАЕМОСТИ УГЛЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ И АНАЛИЗА ТРЕЩИНОВАТОСТИ**

### ***Татьяна Викторовна Шилова***

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный пр., 54, кандидат технических наук, научный сотрудник, тел. (923)708-97-29, e-mail: shilovatanya@yandex.ru

### ***Леонид Алексеевич Рыбалкин***

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный пр., 54, кандидат технических наук, научный сотрудник, тел. (983)323-33-62, e-mail: leonid.rybalkin@gmail.com

### ***Александр Викторович Яблоков***

Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, 630091, Россия, г. Новосибирск, Красный пр., 54, младший научный сотрудник, e-mail: YablokovAV@ipgg.sbras.ru

Проведены экспериментальные исследования структуры газоносного угля марки «Ж» Ленинского района Кузбасса. Определены основные свойства трещин эндогенного кливажа. Экспериментально исследована зависимость абсолютной проницаемости угля от условий равномерного сжатия образцов. Лабораторные фильтрационные тесты проводились в направлении, параллельном трещинам основного кливажа и плоскостям напластования. Полученные значения характерны для интенсивно трещиноватых углей. С использованием известных теоретических моделей определена зависимость проницаемости угля от условий напряжений для направлений, параллельных трещинам основного и торцевого кливажа. С учетом свойств трещин эндогенного кливажа определена анизотропия горизонтальной проницаемости угля. Оценено изменение фильтрационных свойств угля с глубиной пласта в условиях месторождений Ленинского района Кузбасса. Оценки проницаемости с глубиной получены для условий одноосной деформации перпендикулярно слоистости и плоскостям эндогенного кливажа.

**Ключевые слова:** угольный пласт, дегазация, абсолютная проницаемость, анизотропия проницаемости, трещины эндогенного кливажа, напряженное состояние.

## **COAL PERMEABILITY ANISOTROPY ESTIMATION BY FILTRATION EXPERIMENTS AND FRACTURE ANALYSIS RESULTS**

### ***Tatyana V. Shilova***

Chinakal Institute of Mining SB RAS, 54, Krasny Prospect St., Novosibirsk, 630091, Russia, Ph. D., Researcher, phone: (923)708-97-29, e-mail: shilovatanya@yandex.ru

### ***Leonid A. Rybalkin***

Chinakal Institute of Mining SB RAS, 54, Krasny Prospect St., Novosibirsk, 630091, Russia, Ph. D., Researcher, phone: (383) 335-96- 42, e-mail: Leonid.Rybalkin@gmail.com

### ***Alexander V. Yablokov***

Chinakal Institute of Mining SB RAS, 54, Krasny Prospect St., Novosibirsk, 630091, Russia, Junior Researcher, phone: (383) 335-96- 42, e-mail: YablokovAV@ipgg.sbras.ru

Experimental studies of the structure of medium-volatile bituminous coal taken from the Leninsk region of Kuzbass are performed. The main properties of endogenous cleavage fractures are determined. The dependence of coal absolute permeability on uniform compression of samples is experimentally explored. Laboratory permeability tests were conducted in the direction parallel to master cleavage fractures and bedding planes. The obtained values are typical for intensely fractured coals. Using the known models, the dependence of coal permeability on stress conditions is obtained for the directions parallel to master and side cleavage. The anisotropy of coal horizontal permeability is determined taking into account the properties of endogenous cleavage fractures. Change in coal permeability with seam depth is estimated in conditions of the Leninsk region of Kuzbass. The permeability-depth data were obtained for the conditions of uniaxial strain perpendicular to layered structure and endogenous cleavage planes.

**Key words:** coal seam, gas drainage, absolute permeability, permeability anisotropy, endogenous cleavage fractures, stress state.

### *Введение*

В угле метан находится в пустотах молекулярной кристаллической решетки, в объеме и на поверхности трещин. Твердая матрица разделена кливажными трещинами и поверхностями напластования на микроблоки, содержащие основную часть газа [1]. Кливажные трещины на несколько порядков более проницаемы, чем уголь в микроблоках. Способность пласта к газоотдаче определяется главным образом проницаемостью трещин [1, 2].

Эндогенный кливаж представлен основной и торцевой взаимно ортогональными системами микротрещин. Неоднородность структуры угольного пласта вызывает анизотропию его проницаемости. Оценка анизотропии проницаемости угольного пласта позволяет оптимизировать схему размещения дегазационных скважин, повысить эффективность дренажа газа в угольных шахтах [3].

В настоящей статье приведены результаты исследований проницаемости и микроструктуры образцов коксующегося угля марки «Ж», отобранных на шахте им. С. Д. Тихова в Ленинском районе Кузбасса. С использованием известных моделей проницаемости, данных микроструктурного анализа и оценок сжимаемости трещин определена анизотропия проницаемости угля вдоль напластования. На основе полученных данных построены зависимости фильтрационных свойств угля марки «Ж» от глубины залегания в Ленинском угледобывающем районе Кузбасса.

### *Методы и материалы*

*Микроструктурные особенности угля.* Параметры трещиноватости угля определяли по аншлифам, вскрывающим структуру породы (рис. 1). При проведении исследований использовался анализатор фрагментов микроструктуры твердых тел «Минерал С7». Для каждой системы кливажа было выполнено по 450 измерений раскрытия трещин и по 130 измерений размеров микроблоков.

Получено, что структура тестируемого угля характеризуется типичным блочным строением, а именно: твердая матрица разделена на микроблоки системами трещин основного и торцевого эндогенного кливажа (рис. 1).

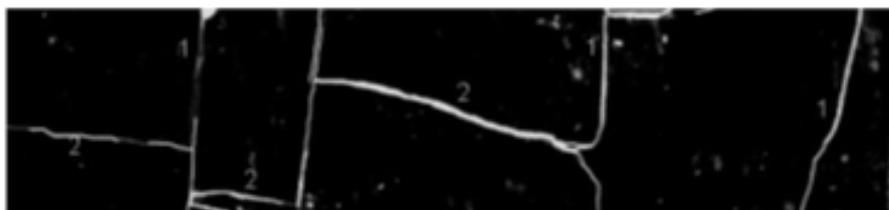


Рис. 1. Структура коксующегося угля марки «Ж» с шахты им. С. Д. Тихова:  
1 – трещины основного кливажа; 2 – трещины торцевого кливажа

Установлено, что раскрытие основных трещин ( $a_f$ ) в среднем составляет 12,6 мкм, а размер блоков угольной матрицы ( $A_f$ ) 2213,3 мкм. Среднее раскрытие  $a_b$  торцевых кливажных трещин составляет 8,2 мкм при размере блоков вдоль них ( $A_b$ ) 925 мкм.

*Проницаемость угля в условиях объемного сжатия.* Исследования абсолютной проницаемости угля марки «Ж» проведены при гидростатическом режиме сжатия образцов. Методика проведения экспериментов, описание и основные характеристики лабораторной установки приведены в работе [4].

В исследованиях использовали керны диаметром и высотой по 3 см, высверленные в направлении простирания трещин основного кливажа угля. Из-за хрупкости и развитой трещиноватости угля марки «Ж» получить керны в других направлениях не удалось.

Проницаемость угля определяли при фильтрации азота вдоль оси керна при постоянном перепаде давления газа  $\Delta P$  на торцах образца, различном внешнем его сжатии  $\sigma$ , которое меняли в диапазоне от 0,1 до 8 МПа с шагом 0,9-2 МПа. Для каждого значения  $\sigma$  выполняли серию тестов с перепадами  $\Delta P$  от 0,01 до 0,1 МПа с шагом 0,01-0,02 МПа. Коэффициент проницаемости угля определяли по методике, описанной в работе [5].

Среднее значение начальной (без сжатия) проницаемости угля марки «Ж» при перепаде давления газа  $\Delta P=0.1$  МПа, составило 75,7 мД. При сжатии керна проницаемость снижается с 60 мД при  $\sigma=1$  МПа до 9 мД при  $\sigma=8$  МПа или в 6.7 раз (рис. 3, а).

*Оценка сжимаемости трещин.* В моделях, описывающих проницаемость угля, сжимаемость трещин обычно считают постоянной. Сжимаемость трещин угля марки «Ж» определена нами по методике, описанной в работе [6]. Получено, что  $C_f = 0,085 \pm 0,004$  МПа<sup>-1</sup>.

В более сложных моделях сжимаемость трещин считается функцией напряжений [7] и характеризуется двумя параметрами: начальным значением  $C_0$  и коэффициентом изменения сжимаемости трещин  $\alpha$  от нагрузки. Оценка параметра  $C_0$  по результатам фильтрационных тестов при сжатии угольного керна 0,1 и 1 МПа выполнена по методике, приведенной в работе [6], а коэффициента  $\alpha$  – по методике из работы [7]. Получены следующие значения искомых параметров:  $C_0 = 0,0715 \pm 0,0078$  МПа<sup>-1</sup>,  $\alpha = 1,83 \cdot 10^{-4}$  МПа<sup>-1</sup>.

*Выбор модели и оценка анизотропии проницаемости тестируемого угля.* Одной из задач настоящего исследования является выбор наиболее подходящей теоретической модели проницаемости угля путем сравнения расчетных и экспериментальных данных между собой. Использовались известные модели Seidle (1992) [8] и RobertsonandChristiansen (2006) [9], применяемые для анализа лабораторных тестов с гидростатическим характером нагружения образцов.

В модели Seidle (1992) изменение проницаемости угля  $k$  от сжатия  $\sigma$  характеризуется зависимостью вида [8]:

$$k = k_0 \cdot e^{-3C_f(\sigma - \sigma_0)} \quad (1)$$

где  $C_f$  – не зависит от  $\sigma$ ;  $k_0$  – начальное значение проницаемости при сжатии угля  $\sigma_0$ .

В модели RobertsonandChristiansen (2006) сжимаемость трещин зависит от сжатия угля и проницаемость оценивается по формуле [9]:

$$k = k_0 \cdot e^{-3C_0 \cdot \frac{1 - e^{-\alpha(\sigma - \sigma_0)}}{\alpha}} \quad (2)$$

Зависимости проницаемости угля от сжатия, рассчитанные по формулам (1) и (2), а также данные лабораторных исследований представлены на рис. 3, а. Видно, что модель Seidle (1992) более адекватно описывает изменение проницаемости угля марки «Ж» с увеличением его сжатия.

Для оценки анизотропии фильтрационных свойств угля по напластованию воспользуемся известным подходом, в котором угольный пласт описывается моделью гомогенной непроницаемой среды, разделенной двумя взаимно ортогональными системами эквидистантно расположенных параллельных трещин, секущих пласт. Согласно [10] проницаемость таких трещин определяется выражениями:

$$\begin{aligned} k_f &= a_f^3 / 12A_f \\ k_b &= a_b^3 / 12A_b \end{aligned} \quad (3)$$

В соответствии с (3) и данными микроструктурного анализа начальная проницаемость ненагруженного угля марки «Ж» составляет:  $k_f = 74,6$  мД,  $k_b = 50,4$  мД. Расчетное значение  $k_f$  близко к среднему значению, полученному в экспериментах (75,7 мД) – различие меньше 1.5%. Используя модель Seidle (1992) и ранее найденное значение  $C_f$ , построим графики зависимости проницаемости тестируемого угля от сжатия  $\sigma$  (рис. 2, б).

Из представленных графиков следует, что проницаемость тестируемого угля при увеличении сжатия в 8 раз с 1 до 8 МПа снижается примерно в 6 раз. Показатель анизотропии – отношение расчетных значений проницаемости тестируемого угля вдоль трещин основного и торцевого кливажа составляет око-

ло 1,5. Полученные экспериментальные и расчетные данные были использованы для оценки фильтрационных свойств угля марки «Ж» на месторождениях Ленинского района Кузбасса.

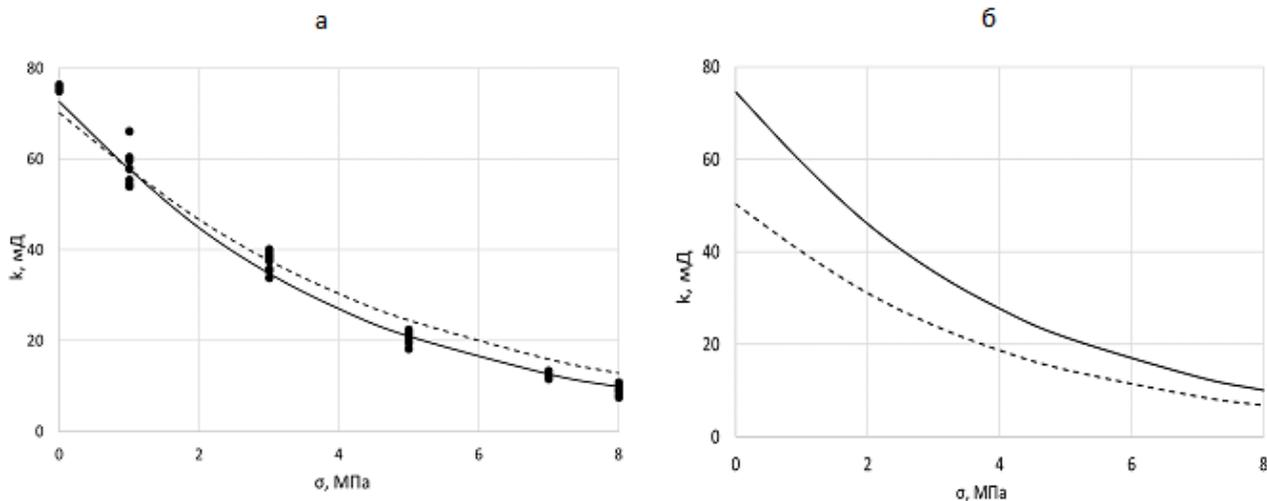


Рис. 2. Зависимость коэффициента проницаемости ( $k$ ) тестируемого угля от сжатия ( $\sigma$ ):

*a)* точки – результаты фильтрационных экспериментов; сплошная линия – кривая, рассчитанная по модели Seidle (1992) [8]; пунктирная линия – кривая, рассчитанная по модели Robertson and Christiansen (2006) [9]; *б)* расчетные зависимости проницаемости тестируемого угля вдоль трещин основного ( $k_f$  – сплошная линия) и торцевого ( $k_b$  – пунктирная линия) кливажа от сжатия ( $\sigma$ )

### Обсуждение результатов

Исследованные образцы коксующегося угля марки «Ж» отобраны на шахте им. С.Д. Тихова, приуроченной к Никитинскому месторождению Кузбасса. Продуктивные отложения Никитинского месторождения, включающие газоносные угли марки «Ж», залегают на глубинах 500-1010 м [11].

Изменение фильтрационных свойств с глубиной будем анализировать по известной модели Shi & Durucan [12], предполагающей зависимость проницаемости угля от горизонтального напряжения при одноосно деформированном состоянии угольных пластов. Считаем, что пласты не затронуты разработкой, поэтому эффектами усадки/набухания угольной матрицы, возникающих при отборе метана, можно пренебречь.

В расчетах приняты следующие параметры: градиент литостатического давления 0,0231 МПа/м, гидростатический градиент порового давления пластовых флюидов 0,01 МПа/м, коэффициент Пуассона угля марки «Ж»  $\nu=0,3$ . В этом случае горное давление, обусловленное весом вышележащих пород ( $\sigma_v$ ), равняется  $\sigma_v = (0,0231 - 0,01) \cdot d = 0,0131 \cdot d$ , где  $d$  – глубина залегания пласта, м.

Используем оценки сжимаемости трещин  $C_f=0.0845 \text{ МПа}^{-1}$ , проницаемости ненагруженного угля в направлении основной системы кливажа (74.6мД), анизотропии фильтрационных свойств угля вдоль напластования ( $k_f/k_b=1.5$ ), полученные в лабораторных экспериментах при гидростатическом характере напряженного состояния угольных образцов.

В модели Shi&Durucan [12] предполагается, что проницаемость угля зависит от напряжения, действующего ортогонально трещинам, поэтому для перехода от результатов лабораторных тестов с гидростатическим характером напряженного состояния к одноосно деформированному угольному пласту, служит выражение:

$$\frac{k_d}{k_0} = \exp[-3C_f \cdot 0,0131 \cdot (d - d_0) \cdot \frac{\mu}{1 - \mu}] \quad (4)$$

Соответствующие зависимости от глубины залегания для расчета проницаемости угля марки «Ж» в направлении основного и торцевого кливажа имеют вид:

$$k_d = 74,6 / \exp[0,00142 \cdot d] \quad (5)$$

$$k_d = 50,4 / \exp[0,00142 \cdot d] \quad (6)$$

Расчетные графики по формулам (5, 6) приведены на рис. 3.

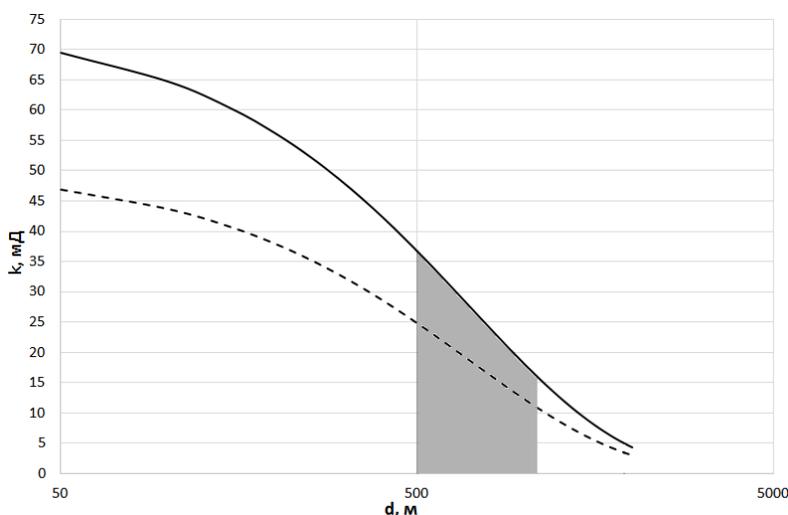


Рис. 3. Зависимость проницаемости пластов угля марки «Ж» от глубины залегания, рассчитанная по модели Shi&Durucan [12]:

вдоль напластования по направлениям основной системы кливажа – сплошная линия; вдоль торцевой системы кливажа – пунктирная линия; заштрихованная область – интервал глубин залегания пластов угля марки «Ж» на Никитинском месторождении Ленинского района Кузбасса

Из представленных на рисунке 4 графиков следует, что при увеличении глубины залегания газоносных углей марки «Ж» на Никитинском месторождении с 500 до 1050 м проницаемость угля *insitu*, в направлении основного кливажа в соответствии с моделью Shi&Durucan снижается с 36.7 до 17.8 мД или в 2.1 раза. Аналогично, вдоль торцевого кливажа проницаемость снижается с 24.8 до 12 мД.

По мере накопления экспериментальных данных по проницаемости и напряженному состоянию пластов тестируемого угля в Кузбассе полученные зависимости могут быть уточнены и конкретизированы для отдельных угледобывающих шахт.

### **Выводы**

Тестируемый уголь марки «Ж» имеет блочное строение с двумя развитыми системами основного и торцевого кливажа. Раскрытие трещин основной системы составляет в среднем 12-13 мкм, торцевых – 8-9 мкм. Средние размеры микроблоков угля в направлении основного и торцевого кливажа равны 2213 и 925 мкм, соответственно.

Установлено, что проницаемость угля в направлении основной системы трещиноватости без нагрузки составляет 75.7 мД и снижается с 60 мД до 9 мД или в 6.7 раза при увеличении сжатия с 1 до 8 МПа. Среднее значение сжимаемости тестируемого трещиноватого угля по данным экспериментов равняется  $0.085 \text{ МПа}^{-1}$ .

Определена анизотропия проницаемости исследуемых образцов угля марки «Ж» вдоль напластования. Получено, что в направлении основного кливажа уголь 1.5 раза более проницаем, чем в направлении торцевого кливажа. Установлена зависимость изменения проницаемости угля с глубиной в условиях одноосного деформирования угольных пластов Никитинского месторождения.

*Работа выполнена при финансовой поддержке Российского Научного Фонда (проект 19-77-000-69).*

### **БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК**

1. Сердюков С. В., Курленя М.В., Рыбалкин Л.А., Шилова Т.В. Влияние гидроразрыва угля на фильтрационное сопротивление зоны дренирования дегазационной скважины //Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2019. – № . 2. – С. 3-13.
2. Pan Z., Connell L. D. Modelling permeability for coal reservoirs: a review of analytical models and testing data //International Journal of Coal Geology. – 2012. – Vol. 92. – P. 1-44.
3. Tan, Y., Pan, Z., Liu, J., Zhou, F., Connell, L. D., Sun, W., &Haque, A. Experimental study of impact of anisotropy and heterogeneity on gas flow in coal. PartII: Permeability //Fuel. – 2018. – Vol. 230. – P. 397-409.
4. 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.

5. ГОСТ газопроницаемость ГОСТ 26450.2-85. Методы определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 17 с.
6. 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.
7. McKee C. R. et al. Stress-dependent permeability and porosity of coal and other geologic formations //SPE formation evaluation. – 1988. – Vol. 3. – No. 01. – P. 81-91.
8. Seidle J. P. et al. Application of matchstick geometry to stress dependent permeability in coals //SPE rocky mountain regional meeting. – Society of Petroleum Engineers, 1992.
9. Robertson E. P., Christiansen R. L. A permeability model for coal and other fractured. sorptive-elastic media. – Idaho National Laboratory (INL), 2006. – No. INL/CON-06-11830.
10. Parsons R. W. et al. Permeability of idealized fractured rock //Society of Petroleum Engineers Journal. – 1966. – Vol. 6. – No. 02. – P. 126-136.
11. Угольная база России. Том 2. Угольные бассейны и месторождения Западной Сибири (Кузнецкий, Горловский, Западно-Сибирский бассейны, месторождения Алтайского края и Республики Алтай) / под.ред. А. П. Авдеев, В.Ф. Череповский и др. – М.: Издательство «Геоинформцентр», 2003. – 604с.
12. Shi J. Q. et al. A model for changes in coalbed permeability during primary and enhanced methane recovery //SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2005. – Vol. 8. – No. 04. – P. 291-299.

© Т. В. Шилова, Л. А. Рыбалкин, А. В. Яблоков, 2020