

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗА ЧЕРЕЗ ОБРАЗЕЦ ГОРНОЙ ПОРОДЫ

А.П. Аверин¹, Ф.С. Белоусов¹, Б.Н. Пашичев¹, В.А. Трофимов¹

¹ Институт проблем комплексного освоения недр РАН, Москва, Россия, e-mail: asas_2001@mail.ru

Аннотация: Рассмотрены результаты фильтрационных экспериментов на образцах различных горных пород (уголь, песчаник, доломит) с использованием метана, азота и гелия. Давление газа подавалось на входной торец образца, а другой торец был перекрыт для прохода газа. С течением времени образец заполнялся газом, фильтрация прекращалась, и в нем устанавливалось равновесное состояние. Газы подавались при различных входных давлениях в образец и в нестационарном режиме фиксировались временные зависимости давления на входе и выходе из образца. Как правило, в конечном равновесном состоянии давление на входе и выходе из образца, да и по всей его протяженности, становилось постоянным. Однако в ряде случаев при варьировании давления на входе, давления на торцах после установления равновесия различались в разы. Выявленные особенности фильтрационного массопереноса, возможно, связаны с сорбцией газа в образце. Проведенные эксперименты могут послужить основой принципиально нового подхода к определению проницаемости пористых материалов с использованием закономерностей нестационарной фильтрации. В полной мере это справедливо, если для фильтрации через образец используется несорбирующий газ.

Ключевые слова: фильтрация, горная порода, проницаемость, сорбция, десорбция, давление газа, стационарный и нестационарный режим фильтрации.

Благодарность: Исследование выполнено при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации, Соглашение № 075-15-2021-943 и European Commission Research Fund for Coal and Steel (RFCS) funded project «Advanced methane drainage strategy employing underground directional drilling technology for major risk prevention and greenhouse gases emission mitigation» GA: 847338 — DD-MET — RFCS-2018/RFCS-2018.

Для цитирования: 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: 10.25018/0236_1493_2021_10_0_100.

Gas flow patterns in rock samples

A.P. Averin¹, F.S. Belousov¹, B.N. Pashichev¹, V.A. Trofimov¹

¹ Institute of Problems of Comprehensive Exploitation of Mineral Resources of Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, e-mail: asas_2001@mail.ru

Abstract: The article discusses permeability testing of rock samples (coal, sandstone, dolomite) using methane, nitrogen and helium. Gas was fed under pressure at one side of a sample, and the other side of the sample was closed for gas flow. Gas filled the sample with time, gas flow stopped, and equilibrium settled in the sample. Gases were fed at different inlet pressures, and

the nonstationary time dependences of pressure were recorded at the sample inlet and outlet. As a rule, in the final equilibrium, pressure became constant at the inlet and outlet, and in the whole sample. However, in some cases of inlet pressure variations, the pressures at the sides of the sample after equilibration differed a few times. The found patterns of flow mass transfer are probably connected with gas adsorption in the samples. The tests can be a basis for a cardinal new approach to permeability determination in porous materials using the nonstationary flow laws. This is valid in full measure if non-adsorbable gases are used in the permeation tests.

Key words: permeation, rock, permeability, adsorption, desorption, gas pressure, nonstationary and stationary flow modes.

Acknowledgements: The study was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation, Agreement No. 075-15-2021-943 and European Commission Research Fund for Coal and Steel (RFCS) funded project «Advanced methane drainage strategy employing underground directional drilling technology for major risk prevention and greenhouse gases emission mitigation» GA: 847338 — DD-MET — RFCS-2018/RFCS-2018.

For citation: Averin A. P., Belousov F. S., Pashichev B. N., Trofimov V. A. Gas flow patterns in rock samples. *MIAB. Mining Inf. Anal. Bull.* 2021;(10):100-111. [In Russ]. DOI: 10.25018/0236_1493_2021_10_0_100.

Введение

Теоретические и экспериментальные исследования фильтрации газа через образцы горной породы имеют длительную историю. Такого рода лабораторные эксперименты составляют основу методологии определения проницаемости различных материалов при фильтрации как жидкостей, так и газов различными методами в стационарном и нестационарном режимах [1–12]. Помимо этого, такие простые с первого взгляда эксперименты могут способствовать развитию теоретических представлений о фильтрационных процессах в различных условиях с учетом разнообразных сопутствующих факторов.

В статье описываются результаты серии экспериментов, в которых использовались три вида горных пород: песчаник, уголь, доломит, а в качестве фильтрующихся газов — метан, азот и гелий. В качестве экспериментальной процедуры был выбран подход с фильтрацией газа через образец без непосредственного измерения количества протек-

шего через него газа [6], т.е. в режиме, когда выходное сечение образца было перекрыто, и через него газ не выходил в атмосферу (либо в емкость). В ходе проведения экспериментов выявились некоторые особенности фильтрации, в частности при наличии сорбции газа породой.

Отметим, что условия проведения экспериментов были по возможности наиболее простыми, т.е., во-первых, исследовались ненагруженные внешними механическими нагрузками образцы. И, во-вторых, фильтрация проводилась в квази-стационарном режиме при постоянной комнатной температуре. Предполагалось, что соблюдение таких условий позволит выявить закономерности собственно фильтрации, не осложненной побочными явлениями.

Принципиальная схема проведения экспериментов показана на рис. 1.

Система клапанов К1...К6 позволяет задавать различные режимы подачи газа через «Кернодержатель», в который помещен исследуемый образец по-

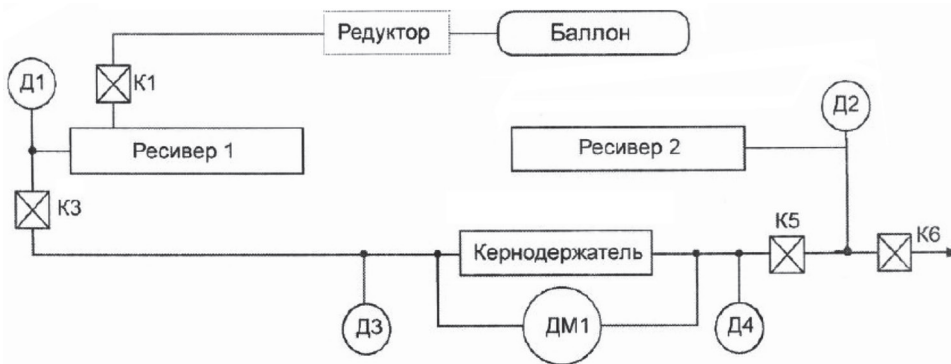


Рис. 1. Принципиальная схема установки

Fig. 1. Testing installation layout

роды. В схеме используются два «Ресивера» — емкости с известными объемами (440 мл). Датчики давления Д1... Д4 в автоматическом режиме фиксируют изменение давления в заданных точках системы с точностью по времени 0,001 с и заданной частотой опроса (0,1÷0,01 с).

Целью эксперимента является измерение давления в привязке ко времени в выбранных точках системы. В частности, в ходе проведения экспериментов измеряется изменение со временем давления газа на входе в образец и на выходе из него. При этом газ в образец подается из «Ресивера 1», который до начала эксперимента заполняется газом (метаном, гелием или азотом) до некоторого давления, выбранного для текущего эксперимента (например, 20 ат) из баллона, в котором хранится запас газа при большом давлении. Серия экспериментов проводится последовательно при разных давлениях (5—45 ат) в «Ресивере 1». В начальный момент открывается соответствующий клапан (К3), и газ подается на вход в образец. На другом конце образца стоят клапаны К5, К6, закрытые в течение всего эксперимента и предназначенные для сброса газа в атмосферу после окончания эксперимента (либо при необходимости в «Ресивере 2»). Т.е. в основном варианте экс-

перимента можно считать, что на этом конце образца отсутствуют поток газа и какая-либо накопительная емкость (для точности можно учесть «паразитные емкости» внутренних объемов клапана, датчика давления и соединительных трубок). Таким образом, поступающий газ локализуется непосредственно в образце, который постепенно заполняется в соответствии с законами массопереноса. Показания датчиков Д1, Д3 и Д4 записываются в ASCII файл данных, которые затем обрабатываются соответствующими математическими программами.

Проведение эксперимента с измерением времени прихода волны фильтрации осуществляется в следующей последовательности:

- установить на редукторе баллона давление, необходимое для работы;
- проверить, закрыты ли все клапаны К1-К6 изначально;
- открыть К1 и установить по Д1 рабочее давление в «Ресивере 1»;
- закрыть К1;
- включить запись давления по всем датчикам Д1, Д2, Д3, Д4;
- открыть К3. Давление по Д3 (в момент t_1) практически мгновенно возрастет до давления в «Ресивере 1»;
- дождаться того момента (t_2), когда на Д4 появится давление. Вычислить

$dt_1 = t_2 - t_1$. (это один из выходных параметров эксперимента);

- дождаться момента (t_3), когда дифференциальный манометр ДМ1 покажет величину, близкую к нулю. Если при этом окажется, что (t_3) достаточно велико (больше нескольких часов, когда начинают в полной мере сказываться возможные утечки газа), то достаточно дождаться момента, когда показания ДМ1 будут примерно равны $p_{\text{вх}}/2$, т.е. на выходе образца можно зафиксировать давление $p_{\text{вх}}/2$. Если же и эта величина слишком велика, то следует ориентироваться на величину $p_{\text{вх}}/n$ (n – произвольное число) на выходе из образца и получить соответствующую величину t_3 ;

- закрыть К3;
- открыть К5, К6 и сбросить давление в системе – кернодержателе, трубках, датчиках – до атмосферного давления с контролем по Д2, Д3, Д4;
- повторить все операции для другого, более высокого давления Д1.

Дифференциальный манометр ДМ1 применяется для контроля показаний Д3, Д4.

Алгоритмы для определения проницаемости, использующие замеренные величины, приведены в [6].

Результаты и обсуждение

Рассмотрим типичный пример данных, полученных в эксперименте (метан-песчаник, на входе ~ 10 ат). Считается, что в таком сочетании газа и породы отсутствует сорбция, т.е. их взаимодействие чисто фильтрационное. На рис. 2 показаны кривые изменения давления газа со временем на входе в образец и на выходе. Точки соответствуют зафиксированным экспериментальным данным.

Верхняя кривая отображает давление на входе в образец, в том числе и в «Ресивере 1». Запись давления была включена еще до начала подачи газа в образец, о чем свидетельствует горизонтальный участок кривой при $p = 10,43$ ат. В точке А по времени был открыт клапан К3, и газ подан на входной торец образца.

После этого происходит достаточно медленное падение давления до тех пор, пока не установится его постоянное значение. При этом газ постепенно

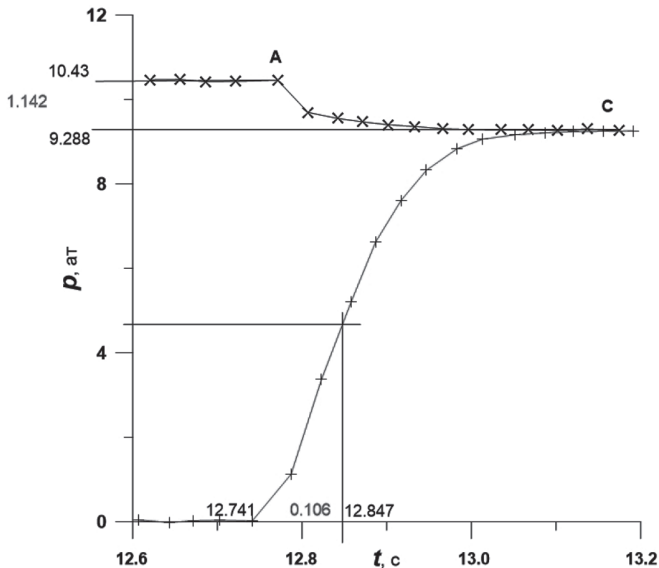


Рис. 2. Замеренные давления на входе в образец и на выходе для пары метан-песчаник, на входе ~ 10 ат
 Fig. 2. Inlet and outlet pressure measurements for sandstone–methane couple, inlet pressure ~ 10 at

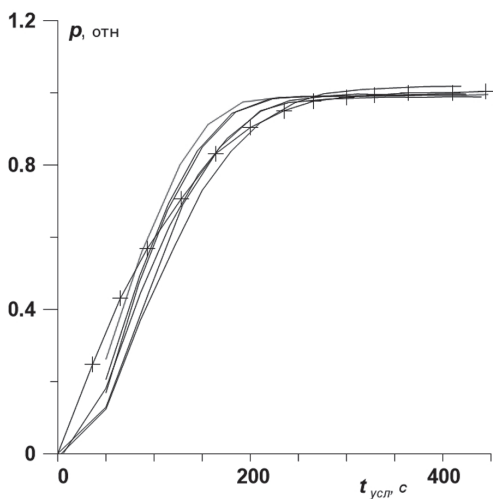


Рис. 3. Нормированные по давлению и совмещенные по времени кривые давления на выходе из образца для пары метан-песчаник для разных давлений на входе (5, 10, 15, 20, 25, 30, 40 ат)

Fig. 3. Pressure-rated and time-superimposed curves of outlet pressure for sandstone-methane couple at different inlet pressures (5, 10, 15, 20, 25, 30 and 40 at)

(достаточно быстро) заполняет «паразитные» емкости и переходит в поры образца.

Нижняя кривая — это давление на выходе из образца при условии непротекания в этом сечении. В начале процесса это давление равно нулю на протяжении некоторого определенного промежутка времени, пока волна давления газа не дойдет от начала до конца образца. При этом этот промежуток больше, чем соответствующий горизонтальный участок на верхней кривой. Эта разность характеризует время распространения волны давления по всей длине образца. По достижении волной выходного сечения на нем начинается резкий рост давления с постепенным асимптотическим переходом на уровень, совпадающий с асимптотикой для верхней кривой. Т.е. процесс фильтрации (и сорбции) заканчивается, и давления на входе и выходе образца сравниваются и, следовательно, это давление будет одинаковым по всей длине образца.

Очевидно, что весь фильтрационный процесс зависит от проницаемости образца, в том числе и положение точки С схождения этих двух кривых, однако ее положение достаточно трудноопределимо в силу асимптотического сближения кривых. По этой причине для идентификации этой кривой целесообразно использовать какую-либо другую точку, легко определяемую на нижней кривой, скажем, точку при $p = p_{исх}/2$.

Серия экспериментов для пары метан-песчаник с различными давлениями на входе (5, 10, 15, 20, 25, 30, 40 ат) для одного и того же образца позволила получить серию кривых, подобных показанным на рис. 2.

Представляет определенный интерес провести нормировку этих кривых, в частности выходных (нижних) кривых по давлению на величину установившегося в образце давления $p_{уст}$. Кроме того, отсчет времени следует вести от момента начала роста давления на выходе. Все эти нормированные кривые совмещены на рис. 3. Они практически совпадают, что свидетельствует о подобии процессов фильтрации при различных давлениях и сохранении величины проницаемости.

На рис. 4 показано падение давления со временем на входе в образец (тоже в «Ресивере 1») от точки А до точки С, т.е. из-за подключения и заполнения «паразитных» объемов и заполнения порового пространства образца при различных давлениях в «Ресивере 1» для пары метан-песчаник.

Отметим, что в эксперименте участвовали полностью разгруженные образцы горных пород, в связи с чем величина их проницаемости была наибольшей из возможных, в соответствии с чем зафиксированное в эксперименте время весьма мало.

В рассматриваемом случае невозможно разделить «паразитный» объем

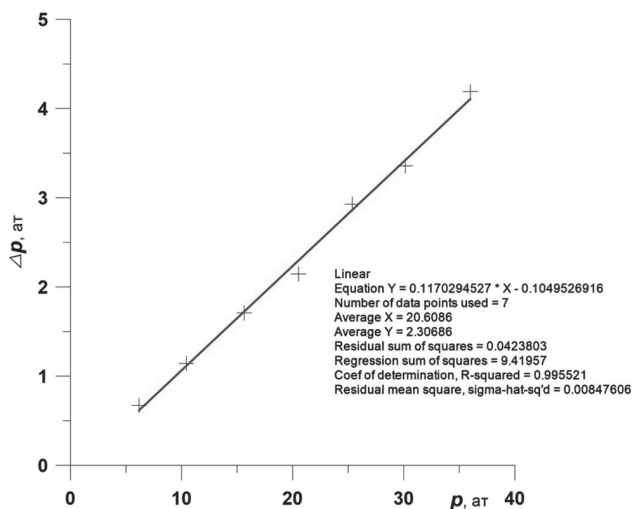


Рис. 4. Итоговое падение давления в «Ресивере 1» в течение эксперимента в зависимости от начального давления в нем

Fig. 4. Total pressure drop in Receiver 1 in the course of experiment versus initial pressure

и объем пор образца из-за большой скорости заполнения этих объемов, особенно в начальный момент фильтрации, обусловленной большой проницаемостью образца. При этом кривая АС имеет гладкий вид, т.е. «паразитный» объем в определенном смысле можно считать

тождественным пористости, иными словами, частью пористости.

Прямолинейный характер графика на рис. 4 косвенно свидетельствует об отсутствии сорбции в образце.

Аналогичные результаты получаются и в случае фильтрации сорбирующего

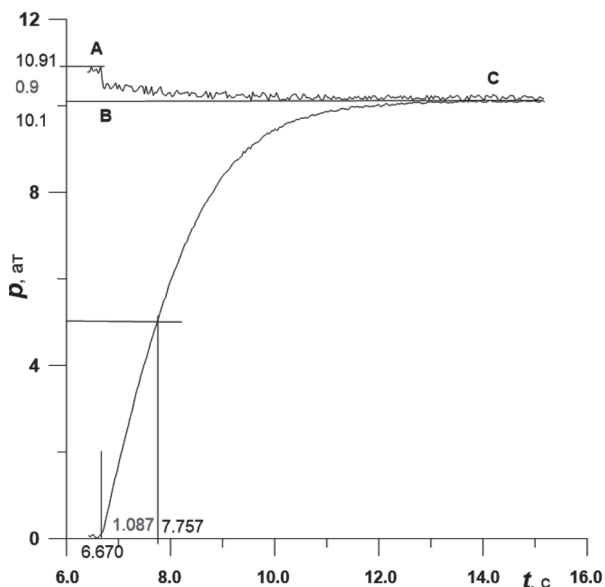


Рис. 5. Замеренные давления на входе в образец и на выходе для пары метан-уголь, на входе ~11 ат

Fig. 5. Inlet and outlet pressure measurements for coal-methane couple, inlet pressure ~11 ат

ся газа. Была проведена серия экспериментов для пары метан-уголь с различными давлениями на входе (примерные значения давления на входе 10, 15, 20, 25, 30 ат) для одного и того же образца угля.

На рис. 5 в качестве примера приведены данные изменения давления во времени для пары метан-уголь при давлении на входе ~ 11 ат, что дает возможность произвести сравнение с рассмотренным выше случаем фильтрации в паре метан-песчаник примерно с тем же давлением (10,43 ат).

Вид рис. 2 и 5 практически совпадает, но они различаются во временных характеристиках. При наличии сорбционного поглощения весь процесс фильтрации до установления равновесного состояния растягивается. Если в первом случае без сорбции его протяженность составляла $\sim 0,6$ с, то во втором — 8,3 с, что на порядок больше. Отметим, что геометрические параметры образцов в обоих случаях (для угля и песчаника) практически совпадали. Примерно со-

впадали и проницаемости по несорбирующемуся газам.

Кроме этого, важное отличие состоит в резком скачке давления от точки А до точки В с дальнейшим плавным спадом. Этот скачок можно интерпретировать как заполнение «паразитного» объема и, возможно, части порового пространства, которое происходит за малый промежуток, как и раньше. В тоже время заполнение сорбционного объема в образце (от В до С) происходит медленнее. В итоге в точке В происходит излом кривой изменения давления. Такой ход кривой позволяет определить сорбционное поглощение хотя бы с некоторой точностью.

На рис. 6 показаны величины этих скачков (АВ и ВС) для разных давлений на входе, полученные в серии экспериментов. Можно считать, что это прямые линии, проходящие через начало координат.

Отметим важную особенность кривых на рис. 2, 5 и всех подобных им для других давлений на входе, которые

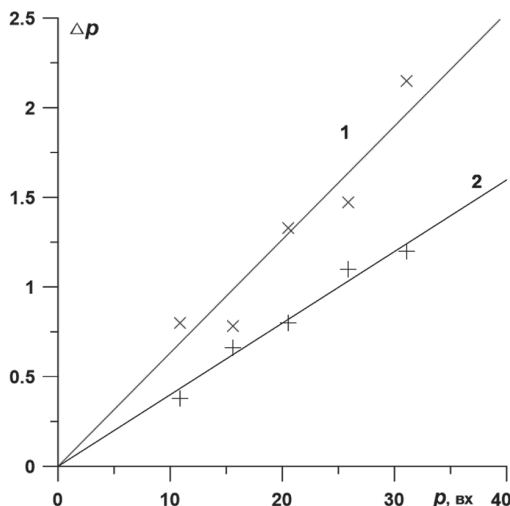


Рис. 6. Итоговое падение давления на входе в образец в течение эксперимента из-за заполнения «паразитного» объема и части порового пространства (1), а также сорбционного объема (2) в зависимости от начального давления на входе

Fig. 6. Total pressure drop at inlet of sample in the course of experiment due to filling of 'parasitic' volume, partly, pore space (1) and adsorption volume (2) versus initial inlet pressure

были построены, но не приведены в статье (будь то несорбирующий материал или сорбирующий). Во всех этих экспериментах нижняя кривая, отображающая давление на выходе, асимптотически сближается в верхней кривой, отображающей давление на входе в образец. Таким образом, в образце по прошествии определенного времени устанавливается постоянное по длине давление.

Такое поведение кривых позволяет определить проницаемость образца для пар газ-порода при отсутствии сорбционного поглощения и «эффективную» проницаемость при наличии поглощения [6].

Однако эксперимент для пары метан-уголь при $p_{\text{вх}} = 5$ ат привел к результату, принципиально отличному от указанных. На рис. 7 приведены кривые, аналогичные кривым рис. 2, 5 для этого случая.

Очевидно, что для нижней кривой, как и раньше, наблюдается асимптотика, но не совпадающая с верхней кривой. Т.е. давления в состоянии равновесия при отсутствии фильтрации на разных концах образца и, следовательно, по его длине различны.

Можно допустить, что подобное проявление связано с сорбционными процессами в образце, поскольку для пары метан-песчаник этого не наблюдалось.

Серия экспериментов была проведена для пары азот-доломит. Схема экспериментов была полностью идентична предыдущей, но геометрические параметры образца отличались, что не позволяет напрямую сопоставлять результаты экспериментов с описанными выше. Тем не менее, новые данные, полученные для доломита, сами по себе представляют несомненный интерес.

В серии экспериментов на вход образца подавалось давление (поочередно от 5 до 40 ат с шагом в 5 ат). Для при-

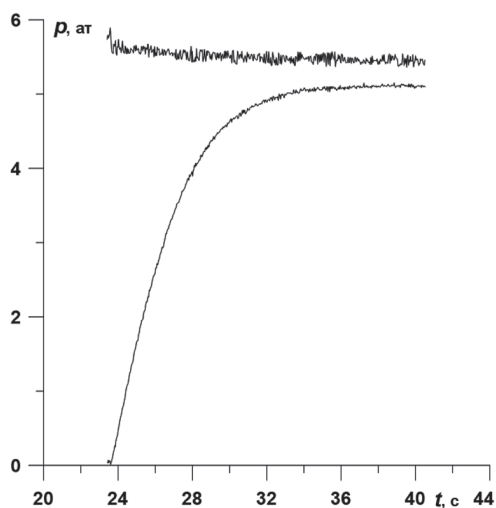


Рис. 7. Замеренные давления на входе в образец и на выходе для пары метан-уголь, на входе $\sim 5,5$ ат
Fig. 7. Inlet and outlet pressure measurements for coal-methane couple, inlet pressure ~ 5.5 ат

мера на рис. 8, как и раньше, показано изменение давления на входе в образец (верхняя кривая) и на выходе (нижняя кривая). Пилообразное распределение давления на нижней кривой связано с

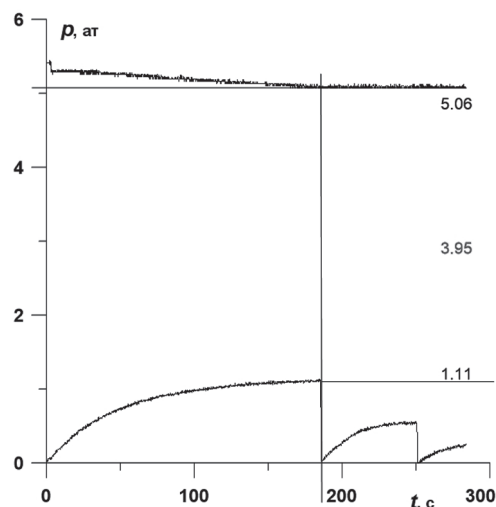


Рис. 8. Замеренные давления на входе и выходе для доломита при начальном давлении на входе 5,4 ат
Fig. 8. Inlet and outlet pressure measurements for dolomite sample at initial inlet pressure of 5.1 ат

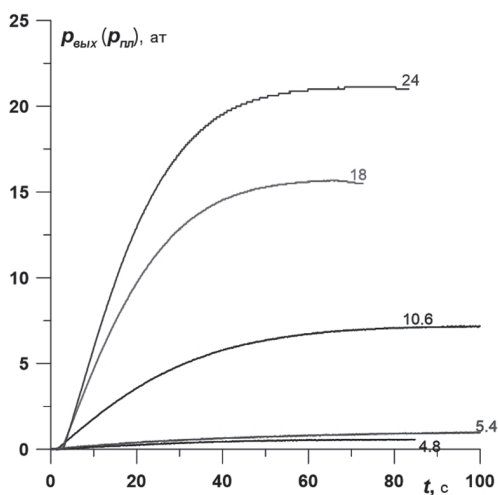


Рис. 9. Изменения со временем давления газа на выходе из образца для разных давлений на входе (числа на графике) для доломита

Fig. 9. Time change in outlet gas pressure in dolomite sample at different inlet pressures (figures in the curve)

тем, что в определенный момент времени клапан К3 был закрыт, прерывая подачу газа, а клапаны К5, К6 открыты на малый промежуток времени (< 1 с) для сброса давления на выходном сече-

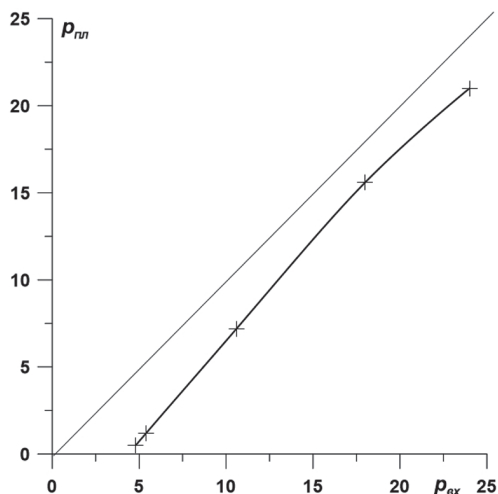


Рис. 10. Зависимость давления газа на выходе из образца доломита для разных давлений на входе

Fig. 10. Outlet gas pressure versus different inlet pressure in dolomite sample

нии образца. Эти клапаны открывались несколько раз (при непрерывно закрытом К3).

Отметим существенное отличие приведенных результатов от показанных ранее. Во-первых, нижняя кривая со временем не стремится к верхней, а выходит на горизонтальную асимптоту $p_{\text{вых}}$. Во-вторых, величина этого асимптотического давления гораздо меньше, чем асимптотическая величина $p_{\text{вх}}$ для верхней кривой. Физически это означает, что по прошествии определенного промежутка времени, своего для каждого давления на входе, давления на противоположных торцах образца будут существенно различными. В рассматриваемом случае разность этих давлений составляет 3,95 ат.

Отметим, что сброс давления на выходном сечении никак не сказывается на давлении на входе в образец. После ~180 с это давление остается постоянным, что означает отсутствие притока газа в образец из ресивера. В противном случае это давление (оно же давление в ресивере) должно было бы падать, хотя и незначительно.

Таким образом, поднятие давления на выходе с 180 по 250 с и фактически установление нового асимптотического давления в ~0,6 ат происходит за счет перераспределения свободного и «сорбированного» газа, накопленного в образце до момента установления первого асимптотического давления при ~180 с.

На рис. 9 приведены изменения со временем давления газа на выходе из образца для разных давлений на входе.

Обработка этих кривых позволила получить значения установившегося давления газа на выходе из образца, т.е. на соответствующей горизонтальной асимптоте. На рис. 10 точками, каждая из которых соответствует одной из кривых на рис. 9, показана зависимость этого давления от давления на его входе. С оп-

ределенной точностью можно полагать эту зависимость линейной, а разность $p_{\text{вх}} - p_{\text{вых}}$ для достаточно широкого диапазона изменения $p_{\text{вх}}$ (5–25 ат) практически постоянной величиной $2,5 \div 4,5$ ат.

Вместе с тем, чем больше величина $p_{\text{вх}}$, тем меньше относительная величина $(p_{\text{вх}} - p_{\text{вых}})/p_{\text{вх}}$, что отражено на рис. 11. Аппроксимация экспериментальных данных степенной функцией позволяет получить соотношение

$$\frac{p_{\text{вх}} - p_{\text{вых}}}{p_{\text{вх}}} = \frac{6,88}{p_{\text{вх}}^{1,3}} \quad (1)$$

Из приведенных результатов следует, что, с одной стороны, в начальные моменты фильтрации образец доломита был проницаемым, поскольку волна давления газа за определенный промежуток времени дошла до выходного сечения. Об этом свидетельствует нижняя кривая на рис. 8 и на подобных рисунках для других давлений. При этом время распространения по всей длине весьма мало и составляет секунды или их доли.

Однако, с другой стороны, если бы проницаемость образца в процессе фильтрации оставалась бы отличной от нуля, хотя бы и достаточно малой, то во всем образце, в том числе и на выходе из него, установилось бы постоянное давление $p_{\text{вх}}$. Тем не менее этого не происходит, из чего следует, что в какой-то момент фильтрации проницаемость образца в целом становится нулевой, и он не способен пропускать газ.

Механизм такого поведения представляется неочевидным, тем более что первые опыты, описанные в начале статьи, демонстрируют иное поведение рассматриваемой фильтрационной системы — метан-песчаник (уголь), за одним исключением, отмеченным выше.

Заключение

Проведенные эксперименты могут послужить основой принципиально нового

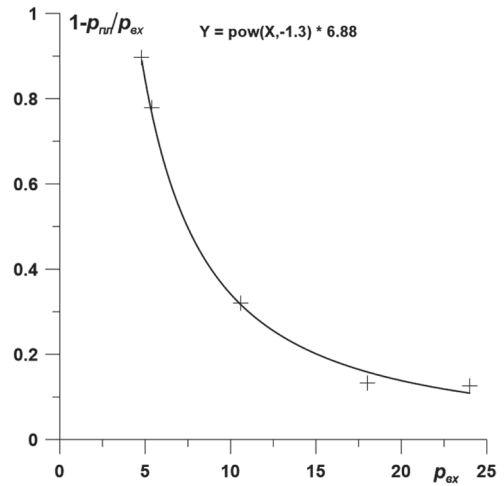


Рис. 11. Относительная величина $(p_{\text{вх}} - p_{\text{вых}})/p_{\text{вх}}$ в зависимости от давления на входе

Fig. 11. Ratio $(p_{\text{inlet}} - p_{\text{outlet}})/p_{\text{inlet}}$ as function of inlet pressure

подхода к определению проницаемости пористых материалов с использованием закономерностей нестационарной фильтрации. В полной мере это справедливо, если для фильтрации через образец используется несорбирующий газ.

Очевидно, что, когда газ подается на вход образца и затем начинает проникать в него, он своим давлением расширяет фильтрационные каналы в образце, тем самым способствуя росту проницаемости. В этом смысле подача газа не может понизить проницаемость, тем более до нуля. Однако такое проявление было обнаружено в ряде экспериментов на доломите, когда изначально проницаемый образец в процессе фильтрации становился непроницаемым, т.е. фактически запирающим клапаном.

В качестве гипотезы можно предположить наличие механизмов, подобных сорбции, при которой происходит «набухание» фильтрующего материала и, возможно, значительная потеря фильтрационных способностей [11]. Однако сорбционное взаимодействие в паре азот-доломит пока не установлено, хотя

проведенные эксперименты указывают на такую возможность.

Полученные результаты представляют несомненный интерес для качественного описания происходящих процессов, но должны быть обоснованы с

теоретической точки зрения в рамках решения соответствующих задач масштаба [12, 13]. В связи с этим соотношения вида (1) могут быть использованы для калибровки и проверки соответствующих численных моделей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Bo Lia, Yunpei Lianga, Lei Zhangb, Quanle Zoua Experimental investigation on compaction characteristics and permeability evolution of broken coal // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. 2019, vol. 118, pp. 63–76.

2. Yubing Liua, Guangzhi Yina, Dongming Zhanga, Minghui Lia, Bozhi Denga, Chao Liua, Honggang Zhaoa, Siyu Yina Directional permeability evolution in intact and fractured coal subjected to true-triaxial stresses under dry and water-saturated conditions // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. 2019, vol. 119, pp. 22–34.

3. Zou Q. L. Lin B. Q. Fluid-solid coupling characteristics of gas-bearing coal subject to hydraulic slotting: an experimental investigation // *Energy Fuels*. 2018, vol. 32, pp. 1047–1060.

4. Li B., Zou Q., Liang Y. Experimental research into the evolution of permeability in a broken coal mass under cyclic loading and unloading conditions // *Applied Sciences*. 2019, vol. 9, pp. 762.

5. Chu T., Yu M., Jiang D. Experimental Investigation on the permeability evolution of compacted broken coal // *Transport Porous Media*. 2016, vol. 116, pp. 1–22.

6. Макеева Т. Г., Трофимов В. А. Определение газопроницаемости горных пород в условиях нестационарной фильтрации // *Естественные и технические науки*. — 2021. — № 1. — С. 90–98.

7. Трофимов В. А. Определение проницаемости слабопроницаемых геоматериалов / Проблемы и перспективы комплексного освоения и сохранения земных недр. — М.: ИПКОН РАН, 2018. — С. 86–89.


8. Кузнецов С. В., Трофимов В. А. Об одном методе определения проницаемости углей // *ФТПРПИ*. — 2007. — № 6. — С. 3–9.

9. Кузнецов С. В. Природная проницаемость угольных пластов и методы ее определения. — М.: Наука, 1978. — 122 с.

10. Fan J. J., Feng R. M., Wang J., Wang Y. P. Laboratory investigation of coal deformation behavior and its influence on permeability evolution during methane displacement by CO₂ // *Rock Mechanics and Rock Engineering*. 2017, vol. 50, pp. 1725–1737.

11. Захаров В. Н., Малинникова О. Н., Филиппов Ю. А., Трофимов В. А. Зависимость проницаемости угля от газосодержания и действующих напряжений // *ФТПРПИ*. — 2016. — № 2. — С. 16–25.

12. Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Рыжик В. М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. — М.: Недра, 1984. — 211 с.

13. Рихтмайер Р., Мортон К. Разностные методы решения краевых задач. — М.: Мир, 1972. — 420 с. 

REFERENCES

1. Bo Lia, Yunpei Lianga, Lei Zhangb, Quanle Zoua Experimental investigation on compaction characteristics and permeability evolution of broken coal. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. 2019, vol. 118, pp. 63–76.

2. Yubing Liua, Guangzhi Yina, Dongming Zhanga, Minghui Lia, Bozhi Denga, Chao Liua, Honggang Zhaoa, Siyu Yina Directional permeability evolution in intact and fractured coal subjected to true-triaxial stresses under dry and water-saturated conditions. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. 2019, vol. 119, pp. 22–34.

3. Zou Q. L., Lin B. Q. Fluid-solid coupling characteristics of gas-bearing coal subject to hydraulic slotting: an experimental investigation. *Energy Fuels*. 2018, vol. 32, pp. 1047–1060.
4. Li B., Zou Q., Liang Y. Experimental research into the evolution of permeability in a broken coal mass under cyclic loading and unloading conditions. *Applied Sciences*. 2019, vol. 9, pp. 762.
5. Chu T., Yu M., Jiang D. Experimental Investigation on the permeability evolution of compacted broken coal. *Transport Porous Media*. 2016, vol. 116, pp. 1–22.
6. Makeeva T. G., Trofimov V. A. Determination of the permeability of rocks in conditions of non-stationary filtration. *Estestvennye i tekhnicheskie nauki*. 2021, no. 1, pp. 90–98. [In Russ].
7. Trofimov V. A. Determination of the permeability of low-permeability geomaterials. *Problemy i perspektivy kompleksnogo osvoeniya i sohraneniya zemnykh neдр* [Problems and prospects of integrated development and conservation of the Earth's subsurface], Moscow, IPKON RAN, 2018, pp. 86–89.
8. Kuznetsov S. V., Trofimov V. A. About one method for determining the permeability of coals. *Fiziko-tekhnicheskiye problemy razrabotki poleznykh iskopayemykh*. 2007, no. 6, pp. 3–9. [In Russ].
9. Kuznetsov S. V. *Prirodnaya pronicaemost' ugol'nykh plastov i metody ee opredeleniya* [Natural permeability of coal seams and methods for its determination], Moscow, Nauka, 1978, 122 p.
10. Fan J. J., Feng R. M., Wang J., Wang Y. P. Laboratory investigation of coal deformation behavior and its influence on permeability evolution during methane displacement by CO₂. *Rock Mechanics and Rock Engineering*. 2017, vol. 50, pp. 1725–1737.
11. Zaharov V. N., Malinnikova O. N., Filippov Yu. A., Trofimov V. A. Dependence of coal permeability on gas content and acting stresses. *Fiziko-tekhnicheskiye problemy razrabotki poleznykh iskopayemykh*. 2016, no. 2, pp. 16–25. [In Russ].
12. Barenblatt G. I., Entov V. M., Ryzhik V. M. *Dvizhenie zhidkostey i gazov v prirodnykh plastah* [The movement of liquids and gases in natural formations], Moscow, Nedra, 1984, 211 p.
13. Rihmajer R., Morton K. *Raznostnye metody resheniya kraevykh zadach* [Difference methods for solving boundary value problems], Moscow, Mir, 1972, 420 p.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Аверин Андрей Петрович¹ — канд. техн. наук,
старший научный сотрудник,
Белосов Федор Сергеевич¹ — научный сотрудник,
Пашичев Борис Николаевич¹ — научный сотрудник,
Трофимов Виталий Александрович¹ — д-р техн. наук,
главный научный сотрудник, e-mail: asas_2001@mail.ru,
¹ Институт проблем комплексного освоения недр РАН.
Для контактов: Трофимов В.А., e-mail: asas_2001@mail.ru.

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

A.P. Averin¹, Cand. Sci. (Eng.), Senior Researcher,
F.S. Belousov¹, Researcher,
B.N. Pashichev¹, Researcher,
V.A. Trofimov¹, Dr. Sci. (Eng.),
Chief Researcher, e-mail: asas_2001@mail.ru,
¹ Institute of Problems of Comprehensive Exploitation
of Mineral Resources of Russian Academy of Sciences,
111020, Moscow, Russia.
Corresponding author: V.A. Trofimov, e-mail: asas_2001@mail.ru.

Получена редакцией 24.06.2021; получена после рецензии 12.07.2021; принята к печати 10.09.2021.
Received by the editors 24.06.2021; received after the review 12.07.2021; accepted for printing 10.09.2021.