

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ПРИБОРЫ В ГОРНОМ ДЕЛЕ

УДК 550.834

ЛАБОРАТОРНАЯ УСТАНОВКА И МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗОПРОНИЦАЕМОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД

С. В. Сердюков, Т. В. Шилова, А. Н. Дробчик

*Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН,
E-mail: ss3032@yandex.ru, Красный проспект, 54, 630091, г. Новосибирск, Россия*

Представлена установка, предназначенная для определения газопроницаемости горных пород в испытательной камере с регулируемым осевым и боковым сжатием цилиндрических образцов. В состав установки входит измерительная система, обеспечивающая автоматическое проведение долговременных исследований проницаемости горных пород по заданной программе. Предусмотрена возможность исследования образцов, содержащих трещину, заполненную пропантом. Приведены результаты исследования проницаемости пористого кварцсодержащего материала и угля, демонстрирующие возможности установки и методические особенности проведения испытаний.

Испытания горных пород, проницаемость, лабораторная установка, камера высокого давления, уголь, пористый песчаник, эффект Клинкерберга

DOI: 10.15372/FTPRPI20170519

Определение коэффициента абсолютной газопроницаемости — один из стандартных видов лабораторных исследований свойств горных пород, применяемых при решении задач горного дела и подземного строительства [1–3]. Исследование проницаемости и влияния на нее техногенных воздействий в природных условиях является обязательным элементом разработки технологий интенсификации добычи нефти и газа [4, 5], дегазации угольных пластов [6, 7], противодиффузионной защиты горных выработок от поступления подземных вод [8–10] и ряда других.

Документом, регламентирующим в России способ и средства лабораторного определения газопроницаемости горных пород (исключая рыхлые породы) при стационарной и нестационарной фильтрации с линейным и радиальным направлением потока газа, служит ГОСТ 26450.2-85 [11], который устанавливает следующие требования к проведению измерений: боковое сжатие образца — не более 2.5 МПа, давление газа на выходе фильтрационного потока равно атмосферному давлению, перепад давления газа в образце (дифференциальное давление) — $10^{-3} - 3 \cdot 10^{-1}$ МПа. При этом среднее давление газа в образце ненамного выше атмосферного, что сильно отличается от условий естественного залегания пород в массиве. Экспериментально показано, что при таких низких давлениях газа возможно его скольжение (эффект Клинкерберга), которое зависит от свойств породы и ведет к нарушению закона Дар-

си [12–14]. Для экстраполяции результатов измерений в область пластовых давлений рекомендована методика [11], основанная на построении зависимости коэффициента проницаемости от обратного значения среднего давления газа в образце. Оценка погрешности этой методики в [11] не приводится. Возникает вопрос о применимости рекомендуемого подхода для определения коэффициента абсолютной газопроницаемости в условиях, соответствующих залеганию горных пород, а также при изучении влияния техногенных воздействий на фильтрационные свойства породных массивов.

Для его решения создана лабораторная установка, обеспечивающая возможность расширенного регулирования среднего и отдельно от него дифференциального давлений газа в цилиндрическом образце породы, его осевого и бокового сжатия, имитирующих натурные условия. Описание и характеристики установки приведены в настоящей статье.

На образцах пористого кварцсодержащего материала и угля марки Ж исследовано влияние среднего давления газа и равномерного всестороннего сжатия на коэффициент газопроницаемости. Полученные результаты показывают, что разработанные технические и методические решения в сравнении со стандартным способом, приведенным в [11], повышают достоверность определения газопроницаемости горных пород в условиях их естественного залегания.

КОНСТРУКЦИЯ УСТАНОВКИ

Установка предназначена для измерения газопроницаемости горных пород при стационарном характере фильтрации линейного потока газа и состоит из испытательной камеры, блока подготовки газа, пневмогидравлической системы осевого и бокового сжатия породного образца цилиндрической формы (рис. 1). Установка обеспечивает автоматическое поддержание заданного градиента давления и измерение времени фильтрации фиксированного объема газа.

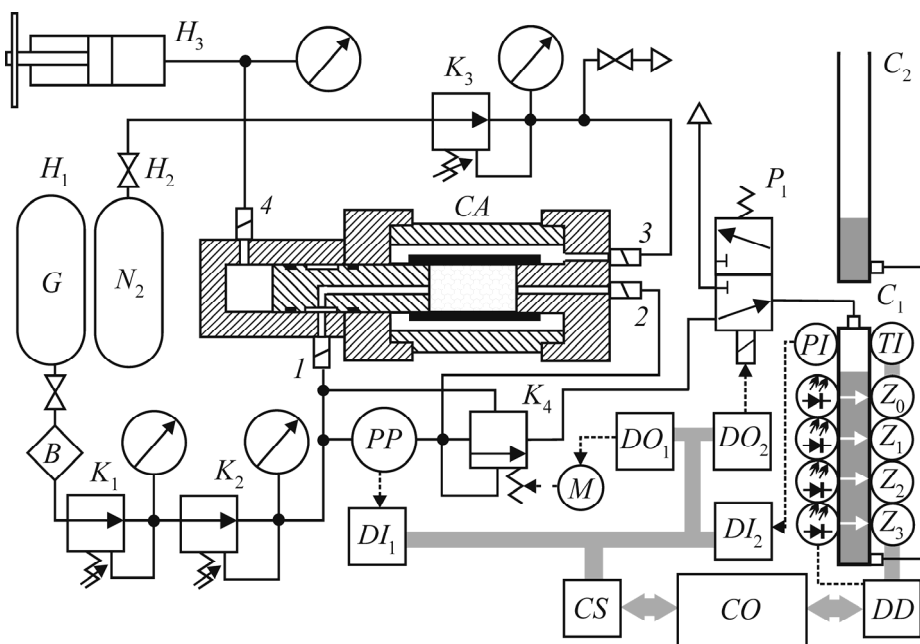


Рис. 1. Структурная схема лабораторной установки для измерения газопроницаемости горных пород: H_1 , H_2 — газовые баллоны; H_3 — гидравлический пресс; K_1 – K_3 — редукционные клапаны; K_4 — напорный клапан; P_1 — распределитель с электрическим управлением; M — электропривод регулятора напорного клапана; PP — датчик дифференциального давления; DO_1 , DO_2 — электронные модули управления; DI_1 , DI_2 — модули подключения мостовых тензометрических датчиков; Z_0 – Z_3 — фотодатчики измерителя уровня жидкости; TI — датчик температуры; PI — датчик давления; DD — электронный блок измерителя уровня; C_1 — газометр; C_2 — емкость слива жидкости; CO — компьютер; CS — контроллер приборной шины; CA — испытательная камера

Осевое и боковое сжатия образца создают, соответственно, ручным гидравлическим прессом H_3 , подающим жидкость на вход четвертой испытательной камеры CA , и редукционным клапаном K_3 , с выхода которого азот из баллона H_2 поступает на вход 3 камеры CA (рис. 1). Значения давлений на выходах прессы и клапана K_3 регулируют вручную по показаниям манометров.

Блок подготовки газа G (азот, диоксид углерода или метан) состоит из фильтра с водоотделителем B и двухступенчатого редукционного клапана K_1, K_2 задающего давление газа P_g на входе 1 испытательной камеры. Поступающий в камеру газ G фильтруется через образец и с выхода 2 подается на напорный клапан K_4 , который поддерживает требуемый перепад давлений ΔP между входом 1 и выходом 2 камеры CA . Для автоматического регулирования и стабилизации величины ΔP используется электромеханический привод с шаговым двигателем M , управляемый компьютером CO через электронный модуль DO_1 . Обратная связь осуществляется по показаниям датчика дифференциального давления PP , выходной сигнал которого через преобразователь DI и приборную шину CS подается в компьютер.

С выхода клапана K_4 газ поступает на верхний ввод газометра C_1 и вытесняет из него жидкость через нижний вывод в емкость C_2 . Объем газа, прошедшего через образец, измеряется по разнице времен прохождения мениском жидкости определенных уровней в газометре C_1 . Измеритель уровня состоит из светодиодной (излучающей) и фотодиодной (приемной) планок (рис. 2), установленных на противоположных сторонах колбы газометра, закрытой снаружи светонепроницаемым экраном. Приемная планка содержит четыре фотодатчика $Z_0 - Z_3$ (рис. 1), модуль измерения температуры DS18B20 (TI) и электронный блок NanoCH340/ATmega328P (DD). Точность фиксирования уровня жидкости составляет 0.5 мм, времени — 1 мс, температуры — 0.01°C. Шаг установки диодов вдоль излучающей и приемной планок 100 – 200 мм.

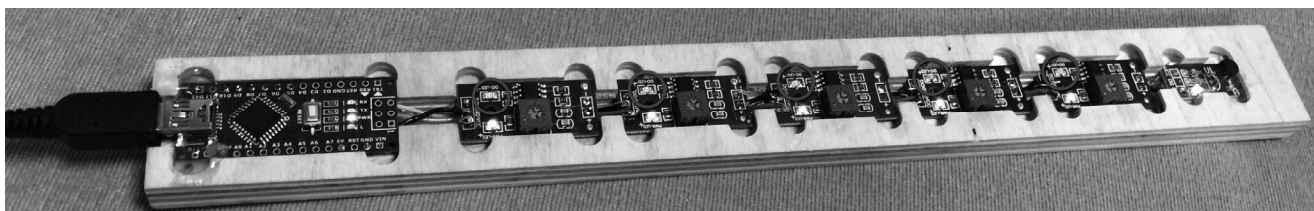


Рис. 2. Фото приемной планки измерителя уровня жидкости в газометре

Сбором и регистрацией данных управляет программное обеспечение, созданное в среде Labview. Программа опрашивает фотодатчики $Z_0 - Z_3$, датчики температуры TI и давления PP, PI через заданные интервалы времени, а также управляет клапаном K_4 и распределителем P_1 . Результаты измерений записываются в текстовый файл в формате: [дата] [время] [состояние датчиков $Z_0 - Z_3$ (1 — свет попадает на датчик, 0 — нет)] [температура] [дифференциальное давление] [давление в газометре].

Испытательная камера предназначена для равномерного бокового сжатия цилиндрических образцов горных пород и твердых строительных материалов диаметром $D=30$ или 36 мм и длиной $L=30$ или 60 мм, покрытых изолирующей полимерной оболочкой, и фильтрации через них газа при пластовых условиях. Для осевой нагрузки образца используется дополнитель-

ный гидравлический привод. Конструкция камеры предусматривает возможность ее установки в термостатированный бокс или на вибрационном столе для проведения исследований газопроницаемости горных пород при температуре до 150°C и воздействии вибрации амплитудой $10^{-9} - 10^{-3}$ мм в частотном диапазоне 10–300 Гц вдоль или поперек фильтрационного потока в образце. Чертеж камеры приведен на рис. 3, фотография — на рис. 4.

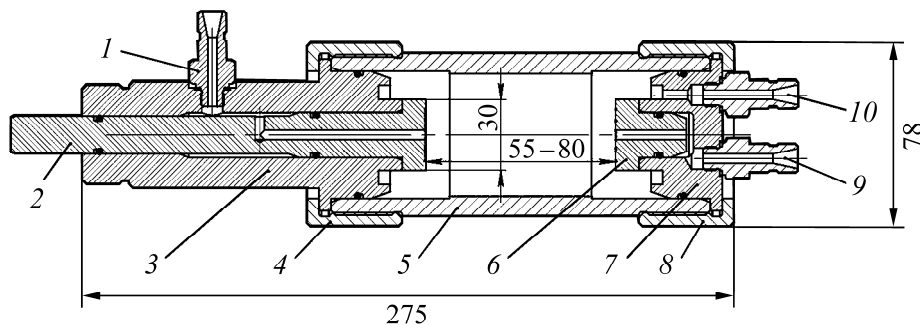


Рис. 3. Чертеж общего вида испытательной камеры для исследования газопроницаемости горных пород: 1 — выход фильтрационного потока; 2 — плунжер осевого нагружения образца (вариант исполнения для образцов диаметром 30 мм); 3 — выходная плита камеры; 4, 8 — крышки; 5 — корпус; 6 — опора образца (вариант для образцов диаметром 30 мм и высотой 60 мм); 7 — входная плита камеры; 9 — вход фильтрационного потока; 10 — вход подачи жидкости для бокового обжима образца

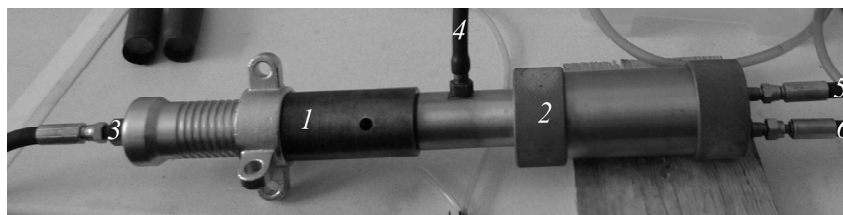


Рис. 4. Внешний вид испытательной камеры с присоединенным гидравлическим приводом и рукавами высокого давления: 1 — гидравлический привод осевого сжатия образцов горных пород; 2 — испытательная камера в сборе; 3 — рукав подачи жидкости под давлением в привод; 4 — рукав выхода фильтрационного потока; 5 — рукав подачи жидкости для бокового обжатия образцов; 6 — рукав входа фильтрационного потока

Камера состоит из корпуса 5 со съемными крышками 4, 8, которые фиксируют выходную 3 и входную 7 плиты, содержащие газовые каналы, опору 6 и плунжер 2 (рис. 3). Образец породы устанавливается между опорой 6 и плунжером 2. В комплект камеры входят плунжеры и опоры для образцов диаметром 30 и 60 мм, длина которых составляет 30 ± 5 и 60 ± 10 мм. Во входной плите расположены каналы и штуцеры 9, 10 для подачи фильтрационного газа и давления бокового сжатия образца соответственно. Газ, прошедший через образец, поступает в канал плунжера 2 и далее через изолированный кольцевой зазор между плунжером и плитой 3 на выходной штуцер 1. Осевое усилие на плунжер создается внешним гидроцилиндром (приводом) 1 (рис. 4). На фотографии показаны рукава высокого давления 3–6, подключенные к приводу 1 и камере 2.

Основные характеристики лабораторной установки для исследования газопроницаемости горных пород приведены в таблице.

Параметр	Диапазон значений	Шаг измерения (регулирования)
Время фильтрации, с	0.001 – 432000	0.001
Давление газа, входное, МПа	0 – 5	0.02
Дифференциальное давление ΔP , МПа	0 – 0.3	0.001
Газ	N ₂ , CH ₄ , CO ₂	—
Температура, °С	От – 10 до + 150	0.01
Боковое сжатие, МПа	0 – 20	0.05
Осевое сжатие, МПа	0 – 50	0.05
Фильтрационный объем одного измерения, дм ³	0.2 – 0.5	—
Масса камеры, кг	0.7	—

МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТОВ

Цилиндрическую поверхность образца перед испытаниями покрывают изолирующей полимерной оболочкой. Подготовленный образец помещают в испытательную камеру и полимерной лентой герметизируют стыки образца с плунжером 2 и опорой 6 (рис. 3). Осевое σ_z и боковое σ_r сжатия образца горной породы устанавливают по показаниям манометров на выходах гидравлического пресса H_2 и редукционного клапана K_3 . Давление газа P_g на входе 1 испытательной камеры CA задают двухступенчатым клапаном $K_1 - K_2$ (рис. 1).

Каждый эксперимент по исследованию газопроницаемости образца представляет собой несколько опытов, выполняемых при неизменных значениях σ_z , σ_r , P_g и нескольких разных значениях дифференциального давления между входом и выходом фильтрационного потока. При каждом значении дифференциального давления проводится три опыта, результаты которых усредняются. Управление ходом эксперимента осуществляется автоматически следующим образом:

— в компьютерной программе оператор задает до 10 различных значений дифференциального давления ΔP_j , при которых будет проводиться эксперимент. Программа формирует выходной сигнал, поступающий через приборную шину CS на вход модуля DO_1 регулятора клапана K_4 (рис. 1). В компьютер CO с выхода модуля DI_1 поступает сигнал от датчика дифференциального давления PP . Регулирование клапана K_4 выполняется автоматически таким образом, чтобы измеряемое значение дифференциального давления было равно заданному ΔP_j ;

— фильтрационный объем газа с выхода клапана K_4 поступает в газометр C_1 и вытесняет из него жидкость в емкость C_2 (рис. 1). В момент опускания уровня жидкости в газометре до датчика Z_0 запускается счетчик времени. Последовательно проводятся замеры времен t_{ji} вытеснения газом жидкости между соседними фотодатчиками Z_{i-1} и Z_i ($i = 1, 2, 3$), а также давления P_{ji} и температуры T_{ji} газа в газометре;

— после опускания уровня жидкости в газометре до датчика Z_3 управляющая программа переключает распределитель P_1 на сброс газа из газометра. Под действием гравитации жидкость из емкости C_2 возвращается в газометр C_1 и программа переходит к выполнению опытов при следующем заданном значении дифференциального давления;

— обработка результатов измерений осуществляется автоматически. Программа рассчитывает газопроницаемость K_{gj} образца горной породы для заданных в эксперименте пластовых условий и градиента давления, усредненную по трем замерам расхода газа Q_{ji} . Для вычислений используется закон Дарси для линейного потока при изотермическом расширении фильтрационного объема газа, что соответствует рекомендациям [11]:

$$K_{gj} = \frac{1}{3} \sum_{i=1}^3 2\mu_{ji} Q_{ji} \frac{LP_{ji}}{\Delta P_j \left(P_g - \frac{\Delta P_j}{2} \right) F}, \quad (1)$$

где $Q_{ji} = V_i / t_{ji}$, V_i — объем газометра между двумя соседними фотодатчиками Z_{i-1} и Z_i , зависящий от расстояния между ними и внутреннего диаметра колбы газометра; μ_{ji} — вязкость газа при среднем давлении газа в образце $P_{av} = P_g - \Delta P_j / 2$ и температуре T_{ji} ; $F = \pi D^2 / 4$ — площадь кругового сечения образца.

Совокупность полученных значений $K_{gj}(\Delta P_j)$ обрабатывается стандартными методами математической статистики с обязательной проверкой на функциональную зависимость от дифференциального давления. При наличии статистически значимой зависимости проводят 4–6 экспериментов при других значениях давления газа P_g и тех же значениях дифференциального давления, что и в первом эксперименте. Вид зависимости и ее параметры определяют по результатам обработки полученного массива замеров.

Особенностью приведенной методики и установки является раздельное регулирование градиента и среднего значения давления газа в образце. Это отличает предлагаемую разработку от способа и технических средств определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной фильтрации по ГОСТ 26450.2-85 [11], в котором на выходе испытательной камеры давление равно атмосферному.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Разработанные методика и лабораторная установка протестированы на образцах низкопроницаемого угля марки Ж и пористого кварцсодержащего материала, эквивалентного по фильтрационным свойствам породам-коллекторам Ярегского месторождения (Республика Коми) вязкой нефти. В экспериментах с пористым материалом исследовалось влияние среднего давления газа на погрешность определения абсолютного значения коэффициента проницаемости в пересчете на пластовые условия по методике ГОСТ 26450.2-85 [11]. Образцы для испытаний изготовлены из кварцсодержащего абразивного материала зернистостью 250–315 мкм. Открытая пористость образцов 25–26%. Исследования выполнялись при объемном сжатии образцов 3 МПа, что соответствует условиям Ярегского месторождения [5]. Проведены два эксперимента: один в соответствии с методикой [11, 14] при атмосферном давлении на выходе l испытательной камеры (рис. 3), второй — при среднем давлении газа 1.4–1.5 МПа, равном начальному пластовому давлению Ярегского месторождения [5].

Результаты первого эксперимента приведены на рис. 5а. Дифференциальное давление в опытах меняли от 0.01 до 0.15 МПа, среднее давление газа в образце составляло при этом 0.105–0.175 МПа. Установлено, что при таких средних давлениях коэффициент газопроницаемости K_g нелинейно зависит от ΔP . На рис. 5б представлены результаты экстраполяции полученных данных на давление $P_{pl} = 1.4$ МПа с использованием двух трендов: линейного (Lin) по методике [11, 14] и экспоненциального (Exp).

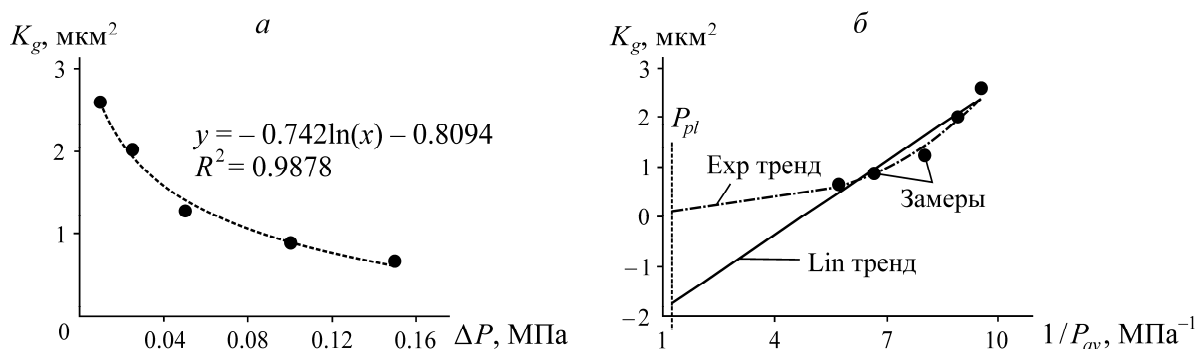


Рис. 5. Зависимость коэффициента газопроницаемости пористого кварцсодержащего материала K_g : *a* — от перепада давления азота ΔP между входом и выходом образца при среднем давлении газа в образце 0.105–0.175 МПа; *б* — от обратной величины среднего давления газа в образце P_{av}

Линейная аппроксимация по методике [11] дает отрицательное значение проницаемости в пересчете на давление $P_{av} = 1.4$ МПа и для определения абсолютной газопроницаемости в пластовых условиях не подходит. Экспоненциальный тренд дает искомое значение газопроницаемости при пластовом давлении 0.127 мкм², но погрешность экстраполяции составляет сотни процентов.

Результаты второго эксперимента при среднем давлении газа в образце $P_{av} = 1.425 - 1.495$ МПа показали, что статистически значимая зависимость K_g от $\Delta P = 0.01 - 0.15$ МПа отсутствует (коэффициент детерминации линейного тренда составляет 0.1404). Среднее значение газопроницаемости в эксперименте 0.295 мкм². Полученные результаты свидетельствуют о необходимости доработки ГОСТа [11] с включением требования проведения измерений газопроницаемости при средних давлениях газа, соответствующих пластовым условиям.

В экспериментах с углем изучалось влияние равномерного объемного сжатия $\sigma = \sigma_z = \sigma_r$ образца на его проницаемость по азоту при давлении газа $P_g = 2$ МПа. Дифференциальное давление в опытах менялось от 0.05 до 0.3 МПа с шагом 0.05 МПа, сжатие σ — от 1 до 5 МПа с шагом 1 МПа. На рис. 6 приведены полученные зависимости коэффициента газопроницаемости K_g от перепада давления азота ΔP в диапазоне объемного сжатия образца угля $\sigma = 1 - 5$ МПа. Линейные тренды данных зависимостей не отражают заметного влияния ΔP и среднего давления P_{av} на проницаемость, что свидетельствует о незначительном значении эффекта Клинкерберга для условий эксперимента. Это согласуется с результатами экспериментов на пористом кварцсодержащем материале.

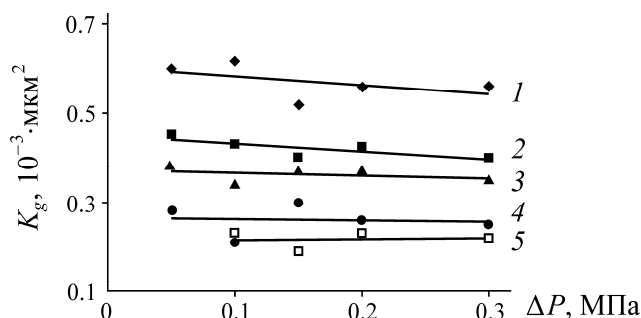


Рис. 6. Зависимость коэффициента газопроницаемости угля от ΔP при $\sigma = 1 - 5$ МПа (сплошные линии — линейные аппроксимации экспериментальных данных)

Проведенные исследования показали, что газопроницаемость образцов угля марки Ж при $\sigma_z = \sigma_r = 5$ МПа составляет $0.19 - 0.23 \cdot 10^{-3}$ мкм². При снижении сжатия до $\sigma_z = \sigma_r = 1$ МПа она возрастает до $0.51 - 0.62 \cdot 10^{-3}$ мкм², или в 2.7 раза. На рис. 7 представлена нелинейная зависимость среднего значения коэффициента проницаемости в диапазоне $\Delta P = 0.05 - 0.3$ МПа от равномерного объемного сжатия, усредненная по результатам испытаний двух образцов исследуемого угля. Аппроксимация полученных данных экспоненциальной зависимостью дает уравнение связи $K_g = 0.7125e^{-0.241\sigma}$ с коэффициентом детерминации $R^2 = 0.9881$.

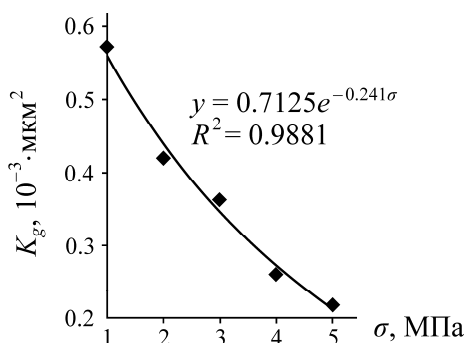


Рис. 7. Зависимость коэффициента K_g образцов угля марки Ж от равномерного всестороннего сжатия σ при $\Delta P = 0.05 - 0.3$ МПа (сплошная линия — экспоненциальная аппроксимация экспериментальных данных)

Полученные значения газопроницаемости близки к типичным для углей [15]. Экспериментально установлено, что образцы, подвергнутые интенсивному механическому воздействию при выбуривании, сохраняют низкую проницаемость, значение которой зависит от сжатия образца. Характер зависимости K_g от σ недостаточен для объяснения существенного притока метана при разгрузке угольных пластов от горного давления. Видимо, это связано с тем, что в углепородном массиве преобладает проницаемость макротрещин [16].

Отмечена проблематичность применения рекомендаций ГОСТ 26450.2-85 [11] для определения коэффициента абсолютной газовой проницаемости при пластовых давлениях газа от приблизительно 0.15 МПа и выше. Приведенный в [11] способ пересчета замеренной газопроницаемости в абсолютное значение, соответствующее пластовым условиям, основан на небольшом числе замеров и экстраполяции в область давлений, значительно отличающихся от условий эксперимента, что приводит к ошибкам определения искомой величины.

ВЫВОДЫ

Разработаны лабораторная установка и методика измерения газопроницаемости горных пород в натуральных условиях методом линейной стационарной фильтрации, обеспечивающая автоматическое проведение долговременных исследований с регулированием перепада давления газа в образце по заданной программе при средних давлениях газа, соответствующих пластовым условиям.

В пористых горных породах и эквивалентных материалах при средних давлениях газа P_{av} , близких к атмосферному ($0.1 < P_{av} \leq 0.15$ МПа), газопроницаемость нелинейно зависит от градиента давления газа $\Delta P/L$. В диапазоне средних давлений газа $1 \leq P_{av} < 1.5$ МПа статистически значимая зависимость проницаемости от градиента давления отсутствует. Установлено, что газопроницаемость образцов угля марки Ж при среднем давлении газа в образце 1.8 – 1.975 МПа и всестороннем объемном сжатии $\sigma = 5$ МПа составляет $0.19 - 0.23 \cdot 10^{-3}$ мкм² и возрастает

в 2.7 раза при снижении сжатия до 1 МПа. Аппроксимация полученных данных экспоненциальной зависимостью в диапазоне сжатия от 1 до 5 МПа дает уравнение связи $K_g = 0.7125e^{-0.241\sigma}$ с коэффициентом детерминации $R^2 = 0.9881$.

На образцах пористого кварцсодержащего материала, эквивалентного по свойствам породам-коллекторам Ярегского месторождения вязкой нефти, показано, что проведение измерений при низких средних давлениях газа с пересчетом коэффициента проницаемости на пластовые условия методом экстраполяции зависимости проницаемости от обратного значения среднего давления, рекомендованным ГОСТ [11], приводит к недостоверным оценкам.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Sander R., Pan Z., Connell L. D. Laboratory measurement of low permeability unconventional gas reservoir rocks: a review of experimental methods, *J. of Natural Gas Science and Engineering*, 2017, Vol. 37. — P. 248–279.
2. El-Dieb A. S., Hooton R. D. Water-permeability measurement of high performance concrete using a high-pressure triaxial cell, *Cement and Concrete Research*, 1995, Vol. 25, No. 6. — P. 1199–1208.
3. Heller R., Vermilyen J., Zoback M. Experimental investigation of matrix permeability of gas shales, *AAPG bulletin*, 2014, Vol. 98, No. 5. — P. 975–995.
4. Курленя М. В., Сердюков С. В. Определение области вибросейсмического воздействия на месторождение нефти с дневной поверхности // ФТПРПИ. — 1999. — № 4. — С. 4–11.
5. Сердюков С. В., Курленя М. В. Применение локального гидроразрыва для интенсификации термогравитационного дренирования пласта: сб. материалов науч. конф. “Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология”. — Новосибирск: СГГА, 2016. — Т. 4. — С. 8–13.
6. Сердюков С. В., Рыбалкин Л. А., Азаров А. В., Дергач П. А., Сердюков А. С. Скважинный вибрационный источник для сейсмического воздействия на призабойную зону породного массива // ФТПРПИ. — 2016. — № 5. — С. 186–204.
7. Сердюков С. В., Дегтярева Н. В., Патутин А. В., Шилова Т. В. Технический комплекс для множественного локального гидроразрыва породного массива в необсаженных скважинах // ФТПРПИ. — 2016. — № 6. — С. 180–186.
8. Shilova T., Patutin A., Rybalkin L., Serdyukov S., Hutornoy V. Development of the impermeable membranes using directional hydraulic fracturing, *Procedia Engineering*, 2017, Vol. 191. — P. 520–524.
9. Сердюков С. В., Шилова Т. В., Дробчик А. Н. Полимерный изоляционный состав для создания противодиффузионных экранов в породном массиве // ФТПРПИ. — 2016. — № 4. — С. 196–203.
10. Шилова Т. В., Сердюков С. В. Защита действующих дегазационных скважин от поступления воздуха из горных выработок через вмещающие породы // ФТПРПИ. — 2015. — № 5. — С. 179–186.
11. ГОСТ 26450.2-85. Методы определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. — М.: Изд-во стандартов, 1985. — 17 с.
12. Klinkenberg L. J. The permeability of porous media to liquids and gases, *Am. Petroleum Inst. Drilling and Production Practice*, 1941. — P. 200–211.
13. Tanikawa W., Shimamoto T. Klinkenberg effect for gas permeability and its comparison to water permeability for porous sedimentary rocks, *Hydrology and Earth System Sciences Discussions*, 2006, No. 3. — P. 1315–1338.
14. Песков А. В., Ольховская В. А. Определение газопроницаемости пород с учетом эффекта скольжения газа // Нефтепромысловое дело. — 2010. — № 3. — С. 10–12.
15. Pan Z., Connell L. D., Camilleri M. Laboratory characterisation of coal reservoir permeability for primary and enhanced coalbed methane recovery, *Int. J. of Coal Geology*, 2010, Vol. 82, No. 3. — P. 252–261.
16. Durucan S., Edwards J. S. The effects of stress and fracturing on permeability of coal, *Mining Science and Technology*, 1986, Vol. 3, No. 3. — P. 205–216.

Поступила в редакцию 28/VIII 2017