

УДК 622.81

**ЗАВИСИМОСТЬ ПРОНИЦАЕМОСТИ УГОЛЬНОГО ПЛАСТА
ОТ ГАЗСОДЕРЖАНИЯ И ДЕЙСТВУЮЩИХ НАПРЯЖЕНИЙ**

В. Н. Захаров, О. Н. Малинникова, В. А. Трофимов, Ю. А. Филиппов

*Институт проблем комплексного освоения недр РАН,
E-mail: olga_malinnikova@mail.ru,
Крюковский тупик, 4, 111020, г. Москва, Россия*

Рассмотрены основные факторы, влияющие на формирование проницаемости угольных пластов в условиях естественного залегания при изменении напряженно-деформированного состояния массива, связанного с ведением горных работ. Предлагается аналитическая зависимость проницаемости от напряжений и количества сорбированного углем газа, определяющая параметры зоны фильтрации в угольном пласте и закономерности массопереноса. Проведено сопоставление полученного соотношения с известной моделью, отражающей структуру угля, а также с результатами экспериментальных исследований. Предложенная модель проницаемости угольного пласта при соответствующем подборе или экспериментальном определении ее параметров позволяет описать закономерности фильтрации и локализацию зон проницаемости в угольном пласте.

Углепородный массив, проницаемость, метан, фильтрация, напряжение

При отработке газоносных угольных пластов значительные объемы метана выделяются в выработанное пространство как в квазистационарном режиме, так и весьма интенсивно при газодинамических явлениях, иногда с катастрофическими последствиями. Прогноз возникновения и характер протекания подобных процессов во многом определяются возможностью быстрого выделения больших объемов метана [1], оценка которых основывается на закономерностях массопереноса в угольном пласте с учетом его напряженно-деформированного состояния [2]. При этом поведение угольного пласта, содержащего сорбированный газ, описывается в рамках принятой макромодели, определяющие параметры которой связаны между собой зависимостями, получаемыми экспериментально [3]. Эти параметры претерпевают определенные изменения в результате техногенного воздействия.

Массоперенос в пористой среде имеет ряд специфических особенностей, связанных с тем, что поток флюида реализуется по множеству каналов различного сечения и направления. Поры размером более 100 мкм вместе с трещинами образуют сложную систему фильтрационных каналов. Трещины легко деформируются в направлении, перпендикулярном их плоскости вплоть до полного смыкания. Поры в меньшей степени реагируют на сжатие и не могут полностью

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского научного фонда, проект № 16-17-00029 (В. Н. Захаров) и Российского фонда фундаментальных исследований (проект № 15-05-07542).

“схлопнуться” при нагрузках, закрывающих трещины. Микропоры при очень малом объеме являются областью проявления сорбционных сил; они в основном и определяют содержание газа в угле [4].

Закон Дарси устанавливает связь между скоростью фильтрации \vec{u} флюида и давлением p , вызывающим фильтрационное движение [2, 5]:

$$\vec{u} = -\frac{k}{\eta} \text{grad } p, \quad (1)$$

где k — коэффициент проницаемости; η — вязкость флюида. Величина k не зависит от свойств флюида и является геометрической характеристикой пористой среды.

ОСНОВНЫЕ ПОДХОДЫ К ОПРЕДЕЛЕНИЮ ПРОНИЦАЕМОСТИ УГЛЯ

Для предварительной оценки газоотдачи угольных пластов как с поверхности выработки, так и в скважины при дегазации пластов или добыче метана необходимо знать реальные значения проницаемости. Попытки количественно оценить проницаемость угольных пластов поставили вопрос о разработке специальных методов определения соответствующей проницаемости в условиях их естественного залегания. В связи с этим в [6] изложены теоретические основы методов определения эффективной проницаемости угольных пластов вне зоны влияния горных выработок и на большом количестве примеров показана методика проведения соответствующих испытаний в шахтных условиях.

В полевых условиях проницаемость угольного пласта оценивается по выходу газа из скважины (по дебиту и/или суммарному объему). В основу положено известное решение о радиальном фильтрационном потоке газа из бесконечной проницаемой среды в предположении постоянства проницаемости в пласте как по пространству, так и по времени [7].

На практике широко используется метод определения проницаемости пластов (особенно в нефтедобыче), когда она оценивается по результатам закачки воды в пласт [8]. Результат, получающийся для угольных пластов, не может быть признан удовлетворительным, поскольку на порядки превышает значения, определяемые по выходу газа из дегазационных скважин при подземной добыче угля. Причина этого в гидрорыхлении угля закачиваемой водой даже при малых скоростях закачки.

Экспериментальное определение проницаемости в натуральных условиях связано со значительными методологическими трудностями и позволяет получить лишь эффективную, т. е. усредненную по пласту проницаемость, хотя для практических потребностей этого может оказаться достаточно.

При фильтрации метана через образец угля в лабораторных условиях возникают определенные трудности в интерпретации получаемых экспериментальных результатов, так как одновременно с фильтрацией происходит и сорбция метана углем, что уменьшает его поток через образец и искажает расчет проницаемости. После насыщения образца до предела сорбции при данном перепаде давления устанавливается стационарный режим массопереноса с постоянным расходом, по которому можно оценить некоторую эффективную проницаемость, зависящую от давления на входе и выходе образца. Определенная таким образом проницаемость не является свойством материала, поскольку зависит от условий проведения эксперимента.

В связи с этим разработан ряд теоретических моделей, описывающих проницаемость в зависимости от строения порового пространства на микроуровне, позволивших получить оценки зависимости проницаемости от сжимающих уголь напряжений, количества сорбированного газа и др. [9–19], а также провести расчеты параметров фильтрационного переноса в угольном пласте. Достаточно полный обзор таких моделей приведен в [20].

В настоящее время считается справедливой концептуальная блочная модель строения угля, согласно которой природные трещины эндо- и экзокливажа, соединяясь непосредственно между собой, разбивают уголь на отдельные структурные элементы — блоки, являющиеся пористой средой и содержащие поры различных размеров от микропор в несколько ангстрем ($< 30 \text{ \AA}$) до субмакропор размером $10^3 - 10^4 \text{ \AA}$.

Блоки, благодаря развитой микропористости, представляют основной резервуар сорбированного газа. При равновесном состоянии его количество обусловлено давлением свободного газа в оконтуривающих трещинах в соответствии с законами адсорбции. При движении метана по трещинной системе угольного пласта к скважине происходит его приток из области влияния скважины в соответствии с законом Дарси, с одновременным выделением метана в трещинную систему угля из блоков, регулируемым законом Фика [21]. Экспериментальными исследованиями установлено, что газопроницаемость углей полностью определяется их трещинной системой и горным давлением, а скорость диффузии метана из угля в значительной степени зависит от размеров первичных блоков угля, ограниченных трещинами [4, 22, 23].

Широкое распространение получили упрощенные модели, состоящие из набора кубиков одинакового размера (рис. 1), для которых достаточно просто вычисляется пористость и ее изменение под действием внешних нагрузок [24].

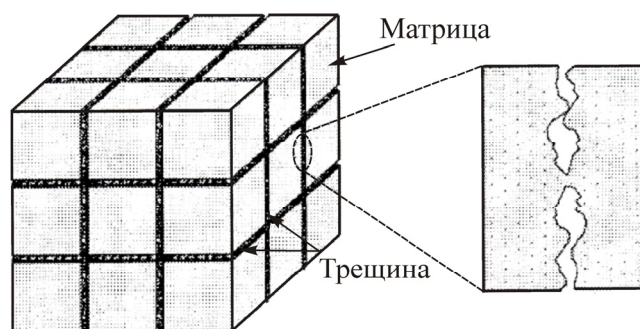


Рис. 1.

Перед этим принимаются следующие допущения:

- уголь на макроуровне считается непрерывной изотропной упругой средой;
- деформации являются малыми, поэтому членами второго и более высоких порядков в используемых соотношениях можно пренебречь и считать деформации, обусловленные различными факторами, аддитивными;
- взаимодействие метана с углем имеет двоякую природу. Во-первых, метан, находящийся в трещинах и свободно фильтрующийся по ним, сжимает блоки угля. Во-вторых, метан, сорбируемый углем, приводит к деформациям (набухание, усадка угля), что вызывает изменение размеров блоков.

Исходя из приведенной в [24] модели, после ряда упрощений получено соотношение, описывающее изменение проницаемости в зависимости от внешних нагрузок, давления газа в трещинах, количества сорбированного углем газа и температуры. Как правило, в такого рода моделях первоначально рассчитывается изменение пористости под влиянием всех действующих факторов, а проницаемость считается пропорциональной третьей степени изменения пористости:

$$\frac{k}{k_0} = \{1 - A[(\sigma - \sigma_0) - (p - p_0)] - B(Q - Q_0) + C(T - T_0)\}^3, \quad (2)$$

где A, B, C — постоянные величины, характерные для того или иного угля; σ — всестороннее напряжение; Q — количество сорбированного углем метана; T — температура пласта; Q_0, T_0, σ_0, p_0 — исходные значения соответствующих параметров, при которых $k = k_0$.

В рассматриваемой модели изменение пористости линейно связано с приращениями параметров посредством коэффициентов A, B, C . Заметим, что как показано в [25], ошибочно связывать давление газа в трещинах с внешним сжимающим напряжением, т. е. с глубиной залегания пласта.

ФОРМИРОВАНИЕ ПРОНИЦАЕМЫХ ЗОН В УГЛЕ

Одним из основных факторов, влияющих на формирование проницаемых зон в угольном пласте при ведении горных работ, является изменение напряженно-деформированного состояния. В [26] показано, что газоносные угольные пласты в нетронутым породном массиве фактически непроницаемы, т. е. в них отсутствует фильтрационный массоперенос. При техногенном воздействии и уменьшении действующих напряжений в угле раскрываются трещины кливажа и формируется система фильтрационных каналов, связывающих между собой отдельные поры, т. е. образуется начальная газопроницаемая зона. При этом проницаемую и непроницаемую зоны разделяет весьма узкая область шириной порядка нескольких размеров характерных отдельностей угля, в которой осуществляется переход от диффузионного переноса метана в угле преимущественно фильтрационному: в пределах этой области пласта образуются новые участки “фильтрационного” пространства, постепенно увеличивая газопроницаемую зону.

Другим важным фактором, связанным с формированием и распространением газопроницаемой зоны в угольном пласте, служит усадка (сокращение объема) угольного вещества в процессе десорбции метана. При этом отдельности, на которые пласт рассечен трещинами кливажа, первоначально плотно прижатые друг к другу горным давлением, деформируются, при достаточно большой усадке угля зазоры между ними увеличиваются и появляются новые, создавая и развивая систему фильтрационных каналов. При сорбции метана, наоборот, уголь набухает, отдельности в стесненных условиях пласта становятся более плотно прижатыми друг к другу, а зазоры между ними уменьшаются или вообще закрываются.

Совместно с внешними напряжениями количество сорбированного углем газа формирует конфигурацию “фильтрационного” пространства, т. е. при выходе газа из пласта в скважину вокруг нее образуется постепенно расширяющаяся проницаемая зона с переменным коэффициентом фильтрации.

При стационарном состоянии системы “уголь–газ” на границе “фильтрационного” и “сорбционного” пространств должно существовать равновесие. Таким образом, давление в трещинах и количество сорбированного угольными блоками газа должны соответствовать друг другу, т. е. определяться изотермой сорбции:

$$Q = \frac{abp}{1+bp} \text{ или } p = \frac{Q}{b(a-Q)}, \quad (3)$$

где a, b — параметры изотермы сорбции.

Подставляя p из (3) в (2) и используя данные из [24] для пласта № 3 бассейна “Южный Циншуй” в Китае, получим соотношение, определяющее изменение проницаемости в зависимости от внешних напряжений и количества сорбированного углем газа в условиях изотермичности ($T = \text{const}$) по отношению к полностью разгруженному и дегазированному углю, а именно при условии $Q_0 = 0$ и $\sigma_0 = 0$:

$$\frac{k}{k_0} = (1 - \theta - 3.82 \cdot 10^{-4} Q)^3. \quad (4)$$

При этом характеризующая напряжения безразмерная величина $\theta = \sigma / \sigma^C$ изменяется в пределах от нуля до единицы (при $\sigma = \sigma^C$ уголь становится непроницаемым), Q измеряется в метрах кубических на тонну, поскольку в [24] нет данных о предельной метаноемкости угля, на величину которой следовало бы нормировать Q для получения полностью безразмерного соотношения.

МАКРОМОДЕЛЬ ПРОНИЦАЕМОСТИ УГЛЯ

Исходя из изложенного, в угольных пластах должна иметь место функциональная зависимость

$$k = k(\sigma, Q). \quad (5)$$

Рассмотрим характерные особенности, в частности область определения этой функции. Напряжения сжатия σ в каждой точке угольного пласта связаны с исходными напряжениями в массиве и зависят от глубины залегания пласта. Количество сорбированного углем газа ограничено его предельной сорбционной способностью Q^C . Таким образом, состояние угля в координатах (Q, σ) должно описываться некоторой точкой, находящейся в полуполосе $0 < Q < Q^C, \sigma > 0$.

В координатах σ, Q, k зависимость (5) описывает поверхность проницаемости, общий вид которой показан на рис. 2. Отметим ее характерные особенности.

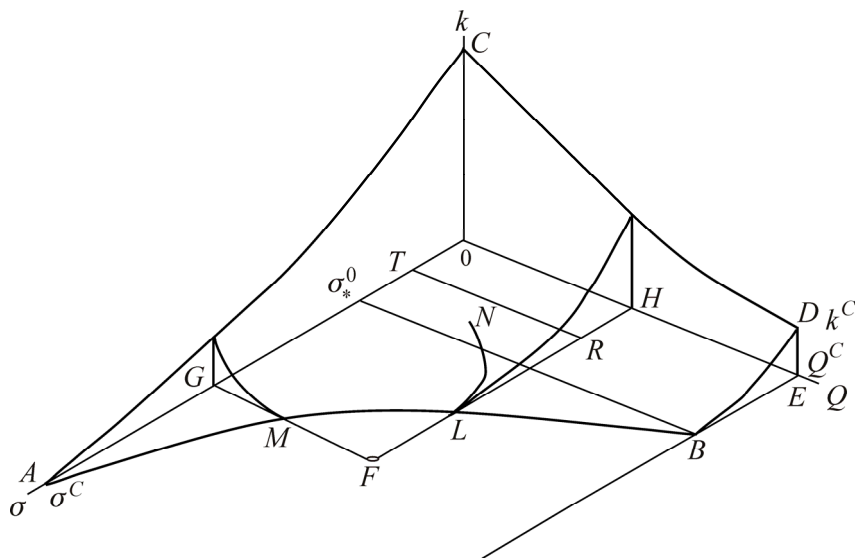


Рис. 2.

Во-первых, в случае больших напряжений σ все отдельности плотно прижаты друг к другу и уголь является полностью непроницаемым вне зависимости от насыщенности его газом. Значит, должна существовать точка $\sigma = \sigma^C$ такая, что вся поверхность проницаемости лежит в промежутке $0 < \sigma < \sigma^C$, а при $\sigma > \sigma^C$ уголь полностью непроницаем.

Зависимость k от σ^C при полностью дегазированном угле ($Q = 0$), т. е. $k = k(\sigma, 0)$, была получена экспериментально многими исследователями в лабораторных условиях [4, 27–30]. Для аппроксимации экспериментальных данных использовались зависимости вида [28]

$$\frac{k}{k_0} = \exp(-\alpha\sigma), \quad (6)$$

либо [4]

$$\frac{k}{k_0} = \frac{A}{\sigma^3}, \quad (7)$$

либо [30]

$$\frac{k}{k_0} = \beta\sigma^{-\gamma} - c. \quad (8)$$

где α , A , β , γ , c — экспериментально определяемые константы, характерные для каждого конкретного угля.

Экспериментальное определение точки σ^C представляется достаточно сложной задачей ввиду потери точности для малых расходов газа. Первые две из приведенных зависимостей не подразумевают наличие предельного напряжения σ^C и требуют корректировки. Зависимость (8) допускает такое напряжение, которое равно

$$\sigma^C = (\beta/c)^{-\gamma}. \quad (9)$$

Однако соотношение (8) и (7), в отличие от (6), при $\sigma \rightarrow 0$ дает неограниченный рост k , что не соответствует реальности. Внося некоторую корректировку в (6), получим соотношение, лишенное упомянутых недостатков:

$$\frac{k}{k_0} = 1 - \delta[1 - \exp(-\alpha\sigma)], \quad (10)$$

где α и δ — эмпирические константы.

При этом

$$\sigma^C = -\frac{1}{\alpha} \ln\left(1 - \frac{1}{\delta}\right). \quad (11)$$

Нормируя правую часть (10) на σ^C , получим для проницаемости полностью безразмерное соотношение:

$$\frac{k}{k_0} = 1 - \delta \left[1 - \left(1 - \frac{1}{\delta} \right)^\theta \right]. \quad (12)$$

Во-вторых, рассматривая зависимость проницаемости k от количества сорбированного газа Q при $\sigma = 0$, в общем случае следует допустить, что и при полном насыщении угля газом в точке E , т. е. при $Q = Q^C$, будет сохраняться некоторая проницаемость k^C . При увеличении сжимающих напряжений она постепенно будет падать до нуля по линии DB . Точка B имеет координаты (σ_*^0, Q^C) . Таким образом, уголь безусловно проницаем, т. е. $k > 0$, если он сжат напряжениями, меньшими σ_*^0 .

В промежутке $\sigma_*^0 < \sigma < \sigma^C$ уголь может быть как проницаемым, так и непроницаемым в зависимости от насыщенности его газом. Границей раздела этих состояний является кривая AB , уравнение которой в соответствии с (5) имеет вид $k(\sigma, Q) = 0$. Отметим, что поверхность проницаемости является важной фундаментальной физической характеристикой угля и может быть получена только экспериментальным путем с использованием специальных камер высокого давления.

Теперь рассмотрим поведение угля при различных режимах его нагружения и дегазации. Если исходное состояние угля в некоторой точке пласта описывается параметрами σ , Q из об-

ласти $OEBAO$, то в этой точке существует проницаемость $k = k(\sigma, Q)$, отличная от нуля, и может происходить фильтрационный перенос газа при наличии градиента давления.

Если же параметры σ , Q лежат вне этой области (скажем, точка F), то $k = 0$ и уголь непроницаем в рассматриваемой точке пласта. При этом возможны два простых режима изменения параметров σ , Q , приводящих к появлению фильтрационного переноса в угле.

При первом сохраняется постоянным сорбционное насыщение Q , а напряжение σ постепенно уменьшается, т. е. процесс развивается по траектории FH — прямой, параллельной оси $O\sigma$. В какой-то момент времени состояние угля придет в точку L на границе AB и любая дальнейшая разгрузка переведет процесс в область проницаемости $OEBAO$. При этом начнется фильтрация газа, десорбция его из угля, что наряду с продолжающейся разгрузкой увеличит проницаемость и фильтрационный перенос газа. Процесс продолжится по некоторой кривой LN .

Более простым является вариант, когда происходит мгновенная разгрузка в точке x пласта. При этом его состояние в координатах (σ, Q) скачком переходит из точки F в некоторую точку R , находящуюся в проницаемой зоне $OEBAO$, с последующим развитием процесса десорбции по линии RT .

Рассмотрим другой вариант развития процесса. Пусть сохраняется напряжение σ и происходит диффузионный перенос газа, который из порового пространства постепенно и очень медленно уходит в сторону свободной поверхности или проницаемой зоны. Для поддержания сорбционного равновесия происходит десорбция газа из угля, величина Q постепенно уменьшается по прямой FG . Если при этом $\sigma_F < \sigma^C$, то в какой-то момент времени будет достигнута точка M на границе проницаемой области $OEBAO$. Это означает, что соответствующая точка пласта или какая-то малая часть пласта в окрестности данной точки присоединяется к проницаемой области, продвигая ее границу вглубь пласта. Такой механизм реализуется на движущемся по пласту фронте дегазации.

Реальный процесс дегазации угля, описываемый в рамках предложенной модели, представляется еще более сложным ввиду того, что происходит одновременное изменение величин σ и Q в связи с существующей зависимостью усадки угля от количества сорбированного газа.

СОПОСТАВЛЕНИЕ МАКРОМОДЕЛИ С ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫМИ ДАННЫМИ

Естественно сравнить зависимости, получаемые с использованием модели из кубиков и какой-либо зависимости, построенной исходя из приведенных соображений. Очевидно, что функция

$$\frac{k}{k_0} = \left[\frac{M(1-\sigma)^\mu - Q}{M(1-\sigma)} \right]^\nu \quad (13)$$

при условии $Q < Q^C$ соответствует показанной на рис. 2 зависимости. Параметры M , μ , ν должны быть получены в результате эксперимента. При этом (13) для $Q = 0$ преобразуется к виду

$$\frac{k}{k_0} = (1-\sigma)^\gamma, \quad \gamma = \nu(\mu-1) = \text{const}. \quad (14)$$

Сопоставляя это выражение с (4) при $Q = 0$, получим совпадение, если $\gamma = 3$.

При условии $\sigma = 0$ из (4) и (13) находим соотношения

$$\frac{k}{k_0} = (1 - 3.82 \cdot 10^{-4} Q)^3, \quad \frac{k}{k_0} = \left(1 - \frac{Q}{M} \right)^\nu,$$

которые при соответствующем подборе параметров также совпадают.

Представляет интерес сопоставление соотношений (4), (12) и (13) при $Q = 0$ с некоторыми значениями проницаемости, полученными экспериментальным путем. На рис. 3 показана экспериментальная кривая [27], построенная для образцов угля, отобранного на пласте Мазур.

Отметим, что отсутствуют данные по проницаемости при $\sigma = 0$, т. е. для полностью разгруженного угля. Кроме того, возможна неоднозначная интерпретация результатов при напряжениях сжатия, больших 10–15 МПа. Все это затрудняет нормировку приведенной кривой как по k , так и по σ . Тем не менее, экстраполируя каким-либо образом кривую к $\sigma = 0$ и обрезая ее со стороны больших σ , можно получить набор кривых, которые в той или иной мере соответствуют реальности.

На рис. 4 приведена в нормированном виде одна из таких возможных зависимостей (показана точками). Здесь же показана (кривая 1) зависимость (4) при $Q = 0$, или, что то же, (14) при $\gamma = 3$. Хотя характер поведения этой кривой соответствует опытным данным, расхождение достаточно велико.

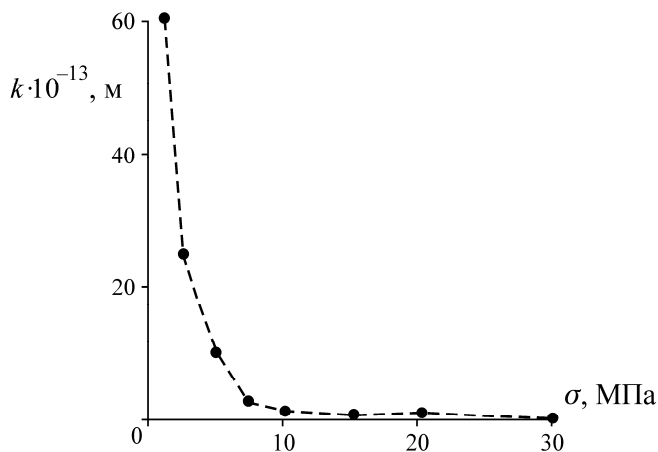


Рис. 3.

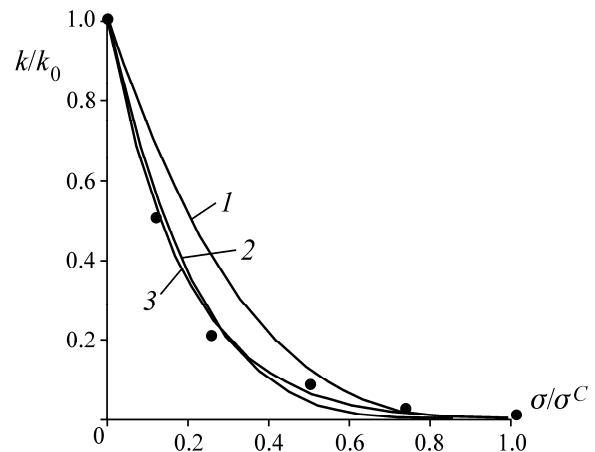


Рис. 4.

Кривая 2 иллюстрирует зависимость (14) при $\gamma = 4.5$, а кривая 3 — (12) при $\delta = 1.005$. Эти две кривые достаточно хорошо совпадают друг с другом и с экспериментальными данными.

Очевидно, что другие возможные зависимости, получаемые из рис. 3, приведут к другим значениям параметров в (12), (13). Тем не менее можно констатировать, что эти соотношения могут хорошо аппроксимировать реальные зависимости проницаемости от сжимающих напряжений для полностью дегазированного угля.

Подобным же образом могут быть сопоставлены кривые, описывающие зависимости проницаемости от количества сорбированного газа при $\sigma = 0$, построенные по соотношениям (4) и (13). Они также совпадают при соответствующем подборе параметров.

Таким образом, эти две модели дают практически одинаковые результаты, хотя и построены исходя из различных допущений. Более того, в какой-то степени (при $Q = 0$) они подтверждаются экспериментальными данными, что дает возможность говорить об их адекватности.

ВЫВОДЫ

Рассмотрены основные факторы, влияющие на формирование проницаемости угольных пластов в условиях их естественного залегания при изменении напряженно-деформированного состояния массива, связанного с техногенным воздействием при ведении горных работ.

Предлагается аналитическое соотношение, описывающее зависимость проницаемости от сжимающих напряжений и количества сорбированного углем газа, достоинством которого является отсутствие трудно определяемых микропараметров структуры угля, таких как размер блока (отдельности), характер взаимодействия блоков, трещиноватость, нарушенность угля и др.

Построена поверхность проницаемости в координатах “напряжение – количество сорбированного газа – коэффициент проницаемости”, которая является важной физической характеристикой угля, определяющей параметры зоны возможной фильтрации в непроницаемом угольном пласте и закономерности массопереноса метана. Значения параметров, характеризующих поверхность проницаемости, должны быть получены экспериментальным путем с использованием специальных камер высокого давления.

Сопоставление полученной модели проницаемости угольного пласта с моделью, широко используемой в мировой практике, отражающей структуру угля, а также с результатами экспериментальных исследований показало, что предлагаемая модель может хорошо аппроксимировать реальные изменения проницаемости угля при изменениях сжимающих напряжений и количества сорбированного газа.

Предложенная модель проницаемости угольного пласта достаточно вариативна и при соответствующем подборе или экспериментальном определении ее параметров позволяет адекватно описать закономерности фильтрации и локализацию зон проницаемости в угольном пласте.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Фейт Г. Н., Малинникова О. Н., Зыков В. С., Рудаков В. А. Прогноз опасности внезапных выбросов и горных ударов по энергии массива // ФТПРПИ. — 2002. — № 1. — С. 67–70.
2. Христианович С. А. Об основах теории фильтрации // ФТПРПИ. — 1989. — № 5. — 1991. — № 1. — С. 3–18.
3. Опарин В. Н., Киряева Т. А., Гаврилов В. Ю. и др. О некоторых особенностях взаимодействия между геомеханическими и физико-химическими процессами в угольных пластах Кузбасса // ФТПРПИ. — 2014. — № 2. — С. 3–30.
4. Физико-химия газодинамических явлений в шахтах. — М.: Наука, 1972. — 140 с.
5. Баренблатт Г. И., Ентов В. М., Рыжик В. М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. — М.: Недра, 1972. — 288 с.
6. Кузнецов С. В., Кригман Р. Н. Природная проницаемость угольных пластов и методы ее определения. — М.: Наука, 1978. — 122 с.
7. Басниев К. С., Дмитриев Н. М., Каневская Р. Д., Максимов В. М. Подземная гидромеханика. — М.; Ижевск: Ин-т компьютер. исслед., 2005. — 496 с.
8. Гриценко А. И., Алиев З. С., Ермилов О. М. и др. Руководство по исследованию скважин. — М.: Наука, 1995. — 523 с.
9. Ромм Е. С. Структурные модели порового пространства горных пород. — Л.: Недра, 1985. — 240 с.
10. Кузнецов С. В. Об одной модели пористого грунта (геометрические параметры и коэффициент фильтрации грунта) // ПМТФ. — 1961. — № 1. — С. 85–94.
11. Connell L. D., Lu M., and Pan Z. An analytical coal permeability model for tri-axial strain and stress conditions, *Int. J. Coal Geol.*, 2010, No. 84, P. 103–114.
12. Cui X., Bustin R. M., and Chikatamarla L. Adsorption-induced coal swelling and stress: implications for methane production and acid gas sequestration into coal seams, *J. Geophys. Res.*, 2007, No. 112., 16 p.
13. Palmer I., Mansoori J. How permeability depends on stress and pore pressure in coalbeds: a new model, *Evaluation*, 1998, P. 539–544.

14. **Pan Z., Connell L. D.** Modelling of anisotropic coal swelling and its impact on permeability behaviour for primary and enhanced coalbed methane recovery, *Int. J. Coal Geol.*, 2011, No. 85, P. 257–267.
15. **Pan Z., Connell L. D., and Camilleri M.** Laboratory characterisation of coal reservoir permeability for primary and enhanced coalbed methane recovery, *Int. J. Coal Geol.*, 2010, No. 82, P. 252–261.
16. **Scott M., Mazumder S., and Jiang J.** Permeability increase in Bowen Basin coal as a result of matrix shrinkage during primary depletion, *SPE International SPE 158152*, 2012, Vol. 1, P. 323–343.
17. **Seidle J., Jeansonne M., and Erickson D.** Application of matchstick geometry to stress dependent permeability in coals, *SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Society of Petroleum Engineers*, 1992.
18. **Somerton W. H., Soylemezolu I. M., and Dudley R. C.** Effect of stress on permeability of coal, *Int. J. Rock Mech. Min. Sci. Geomech. Abstr.*, 1975, No. 12, P. 129–145.
19. **Назаров Л. А., Назарова Л. А.** Некоторые геомеханические аспекты проблемы извлечения газа из угольных пластов // *ФТПРПИ*. — 1999. — № 2. — С. 35–44.
20. **Pan Z., Connell L. D.** Modelling permeability for coal reservoirs: a review of analytical models and testing data, *Int. J. Coal Geol.*, 2012, 92, P. 1–44.
21. **Назарова Л. А., Назаров Л. А., Карчевский А. Л., Вандамм М.** Определение газокинетических параметров блочного угольного пласта на основе решения обратной задачи по данным измерения давления газа в скважине // *ФТПРПИ*. — 2015. — № 4. — С. 34–41.
22. **Фейт Г. И., Малинникова О. Н.** Геолого-физические критерии прогноза перспективности дегазации угольных пластов для промышленного извлечения метана // *ГИАБ*. — 2001. — № 5. — С. 80–84.
23. **Фейт Г. Н., Малинникова О. Н., Гурьянов В. В., Матвиенко Н. Г.** Разработка метода оценки метаноотдающей способности угольных пластов по комплексу геолого-физических показателей // *ГИАБ*. — 2002. — Вып. 6. — С. 46–49.
24. **Pinkun Guo, Yuanping Cheng.** Permeability prediction in deep coal seam: A case study on the № 3 coal seam of the Southern Qinshui Basin in China, *The Scientific World Journal*, 2013, Vol. 2013, 10 p.
25. **Трофимов В. А.** Определение давления газа в угольном пласте // *ГИАБ*. — 2012. — ОВ № 1. — С. 324–345.
26. **Кузнецов С. В., Трофимов В. А.** Анализ результатов измерения давления газа в угольных пластах в связи с проявлением проницаемости около скважин и горных выработок // *ФТПРПИ*. — 1998. — № 2. — С. 17–23.
27. **Васючкова Г. К., Фейт Г. Н.** Исследование газопроницаемости выбросоопасных углей высокой степени тектонической нарушенности. “Прогноз и предотвращение газодинамических явлений в угольных шахтах” // *Науч. сообщ. ИГД им. А. А. Скочинского*. — 1982. — Вып. 209. — С. 23–27.
28. **Ходот В. В.** Влияние упругих свойств угля на сорбцию и фильтрацию газа // *Рудничная аэрология и безопасность труда в шахтах*. — М., 1949. — С. 157–176.
29. **Ножкин Н. В.** Заблаговременная дегазация угольных месторождений. — М.: Недра, 1979. — 271 с.
30. **Щербань А. Н., Цырульников А. С.** Газопроницаемость угольных пластов. — Киев: АН УССР, 1958. — 108 с.

Поступила в редакцию 3/ХІІ 2015