

УДК 622.411

СООТНОШЕНИЕ СОРБИРОВАННОГО И СВОБОДНОГО ГАЗА В УГОЛЬНОМ ПЛАСТЕ¹

Малинникова О.Н., д.т.н., зав. лаб., Трофимов В.А., д.т.н., в.н.с.,
Филиппов Ю.А., к.т.н., с.н.с.

Институт проблем комплексного освоения недр РАН,
г. Москва

Принято считать, что метан в угле находится в виде свободного и связанного, большей частью, сорбированного газа. Первый из них локализован в крупных порах и трещинах [1] и его состояние в силу достаточно большого объема последних в сравнении с размером молекул газа, характеризуется некоторым давлением – сорбционным давлением p . При определенных условиях эти поры и трещины могут объединяться в единое «фильтрационное» пространство, по которому свободный газ может перемещаться в пределах образца или даже пласта под действием градиента давления, в случае его возникновения.

В то же время сорбированный газ находится в микропорах и, возможно, непосредственно в угольном веществе, в связи с чем о давлении не имеет смысла говорить, и для его характеристики используется величина концентрации, т.е. количество газа, содержащегося в единице объема угольного вещества Q_c . Механизм миграции этого газа – диффузия в рамках «сорбционного» пространства.

Количество газа, находящегося в сорбированном состоянии в угольном веществе, определяется совокупностью физико-химических процессов, протекающих в нем с момента образования угольного пласта до настоящего времени. Свободный и сорбированный газ на молекулярном уровне находятся в непрерывном взаимодействии, заключающемся во взаимном переходе молекул метана из сорбированного состояния в свободное, и обратно. В равновесном состоянии можно считать, что эти потоки равны и, следовательно, параметры свободного (p) и сорбированного (Q_c) газа связаны соотношением изотермы сорбции Ленгмюра [2], индивидуальной для каждой марки угля, для каждого угольного пласта и получаемой экспериментальным путем.

$$Q_c = \frac{abp}{1+bp}, \quad (1)$$

где a, b – постоянные изотермы.

¹ Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (15-05-07542).

Давление газа, измеряемое в скважинах $p_{скв}$, пробуренных на пласт из выработки и обычно принимаемое за давление газа в пласте, как правило значительно меньше упомянутого сорбционного давления p и совпадает с ним только для проницаемых пластов [3].

Что касается количества свободного газа $Q_{св}$, то оно определяется давлением p и пористостью m угольного вещества. При небольших давлениях его состояние описывается моделью идеального газа, вследствие чего общее количество газа в угле составляет

$$Q = \frac{abp}{1 + bp} + p \frac{m}{R_g T}, \quad (2)$$

где $R_g = R/M$ – газовая постоянная для метана, R – универсальная газовая постоянная, M – молярная масса метана, T – абсолютная температура.

На рисунке 1 приведены зависимости Q от p для заданных параметров: $a=20 \text{ кг/м}^3$, $b=0.1$, $T=300 \text{ К}$, $R_g=0.0053 \text{ ат} \cdot \text{м}^3/\text{кг} \cdot \text{град}$. При этом величина m варьировалась от 0 до 10% и составляла соответственно 0, 1, 2, 5, 10% для кривых 1, 2, 3, 4, 5. Заметим, что кривая 1 это и есть собственно изотерма сорбции (1). При этом разность между любой из приведенных кривых и кривой 1 – это количество свободного газа при данном давлении.

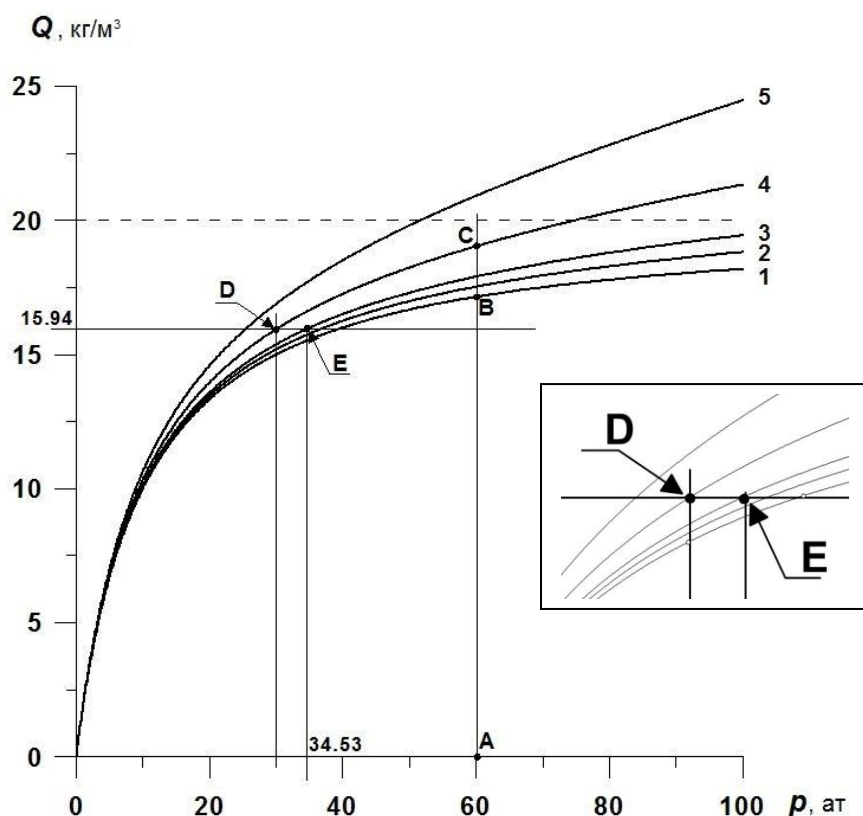


Рис. 1.

Очевидно, что количество сорбированного газа в угле ограничено величиной a - предельной сорбционной емкостью. В то же время количество свободного газа принципиально не ограничено и увеличивается с ростом давления даже при постоянной пористости. Кроме того, следует иметь в виду, что при больших давлениях под действием газового давления может возрасти и сама пористость из-за сжатия скелета угля, что также увеличивает количество свободного газа.

Таким образом, газа в угле может оказаться значительно больше его предельной сорбционной емкости a из-за наличия свободного газа, количество которого пропорционально давлению p .

Тем не менее, для значений параметров, входящих в (2), в реальных условиях залегания угольного пласта эта величина оказывается небольшой. Оценим в общем случае долю δ свободного газа в угле.

$$\delta = \frac{Q_{св}}{Q} = \frac{p \frac{m}{RT}}{\frac{abp}{1+bp} + p \frac{m}{RT}} = \frac{1}{1 + \frac{abRT}{m(1+bp)}}. \quad (3)$$

Из (3) следует, что чем больше пористость и давление, тем больше доля свободного газа. Скажем для примера, при $m=5\%$ и давлении $p=60$ ат она составляет 10%. На рисунке 1 АВ - сорбированный газ, а ВС – соответственно свободный.

При отработке угольного пласта в его краевой части непрерывно создаются условия, когда изменяется его пористость. Скажем, в зоне опорного давления нормальные к пласту напряжения сжатия возрастают примерно в 2 раза, а возможно и более. Такая пригрузка может заметно сжать пласт в первую очередь за счет закрытия макропор и трещин. Причем это происходит достаточно быстро и газ не успевает мигрировать за пределы рассматриваемой зоны. С помощью рисунка 1 рассмотрим изменение давления газа в пласте и его газовый баланс.

Пусть для примера в исходном состоянии сорбционное давление составляет 30 ат и ему соответствует по изотерме сорбции $Q_c=15$ кг/м³. При пористости $m=0.05$ количество свободного газа будет $Q_{св}=0.94$ кг/м³ и, следовательно, общее количество газа – 15.94 кг/м³. Пусть в зоне опорного давления при сжатии пласта пористость уменьшилась до $m=0.02$.

Поскольку общее количество газа в некотором рассматриваемом объеме остается постоянным в силу быстроты протекания процесса, то весь процесс будет развиваться по горизонтальной прямой DE ($Q = 15+0.94 = 15.94$ кг/м³ = const) и завершится в точке Е пересечения ею кривой 3, которая соответствует пористости 2%. В этой точке $p = 34.53$ ат, $Q_c = 15.51$ кг/м³ и $Q_{св} = 0.43$ кг/м³.

Таким образом, в зоне опорного давления газовое давление повышается, и газ из свободного состояния частично переходит в сорбированное.

Для того чтобы весь свободный газ перешел в сорбированный необходимо, чтобы пористость m стала равной нулю. Это произойдет при давлении газа $p = 39.3 \text{ ат}$. Фактически для этого потребуются достаточно большие нормальные сжимающие пласт напряжения, способные полностью закрыть поры и трещины. При этом будет $Q_c = 15.94 \text{ кг/м}^3$, а $Q_{cs} = 0$. Дальнейший рост p невозможен ввиду отсутствия свободного газа.

Отметим, что здесь не рассматривается геомеханическая задача, которая позволила бы установить взаимосвязь сжимающих напряжений и размеров пор в угле. Предполагается лишь, что такая зависимость существует. Сложность такой задачи заключается в том, что все поры имеют разные размеры с некоторым распределением. И каждая из них по-своему реагирует на нагрузку. В то же время величина пористости m – это интегральная величина, объединяющая все поры и трещины.

Похожая ситуация возникает при внезапном отжиге краевой части пласта, когда за доли секунды пористость краевой части пласта возрастает, порой в несколько раз. При этом давление мгновенно падает по аналогичной горизонтальной прямой $Q = \text{const}$. После этого начинается перераспределение свободного и сорбированного газа, временная протяженность которого зависит от кинетики десорбции, а также от фильтрационных способностей угля. Количество сорбированного газа уменьшается, а свободного – возрастает. Поскольку при этом возникает градиент давления, газ начинает перетекать в новые области угольного пласта и в выработанное пространство, что может сопровождаться газодинамическим явлением. Эти процессы количественно достаточно подробно описаны в [4,5].

Заметим, что вместе с газом в угольном пласте присутствует заметное количество воды, наличие которой может существенно влиять на характер процессов массопереноса в пласте. Вода обладает значительно большей вязкостью и плотностью в сравнении с газом, она занимает частично или полностью фильтрационные каналы в угле. Всё это значительно сокращает возможности для фильтрации газа, уменьшает выход газа в выработки и скважины, по крайней мере, в начальный момент истечения.

Количество воды в пласте может характеризоваться двумя параметрами: пористостью m (открытой, т.е. формирующей «фильтрационное» пространство) и водонасыщенностью S . S – это доля «фильтрационного» пространства, занятая водой. Они простым соотношением связаны с влажностью угля W

$$W = \frac{M_e}{M} = \frac{\rho_e m S V}{\rho_y V} \cong 0.7 m S. \quad (4)$$

где M , M_e – масса угля в объеме V и масса содержащейся в нем воды; ρ_e , ρ_y – плотности воды и угля.

Для полностью водонасыщенного угля $S = 1$ и поэтому

$$W \cong 0.7m. \quad (5)$$

Очевидно, что при наличии воды в пласте количество газа выражается соотношением

$$Q = \frac{abp}{1+bp} + p \frac{m(1-S)}{RT} = \frac{abp}{1+bp} + p \frac{m^*}{RT}, \quad (6)$$

где $m^* = m(1-S)$.

Принимая для простоты, что метан не растворяется в воде, а вода не сорбируется углем в заметных количествах, можно считать, что присутствие воды в угле формально эквивалентно формированию некоторой «эффективной» пористости m^* .

Рассмотрим теперь, как влияет присутствие воды на давление газа в пласте и изменение его баланса при нагружении и разгрузке. На рисунке 2 показана зависимость количества газа в пласте Q от давления при разной водонасыщенности пласта. Определяющие параметры те же, что и ранее, а пористость $m = 0.05$.

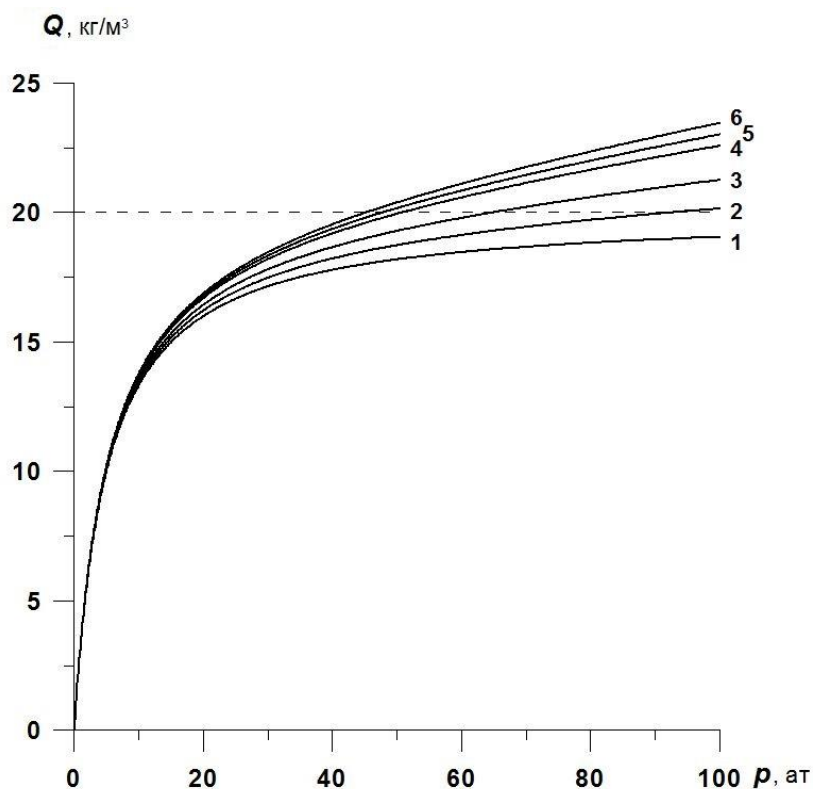


Рис. 2.

Кривые 1, 2, 3, 4, 5, 6 – соответствуют величинам $S = 1, 0.75, 0.5, 0.2, 0.1, 0$. Кривая 1 соответствует водонасыщенности пласта $S = 1$, т.е. случаю, когда все поры и трещины «фильтрационного» пространства заняты водой и весь газ находится в сорбированном состоянии. Это эквивалентно сухому углю с нулевой пористостью, когда весь газ – сорбированный. Фактически это изотерма сорбции Ленгмюра.

Для кривой 6 – $S = 0$, т.е. воды в порах нет, и они заполнены исключительно газом. Таким образом, разница между точками кривых 6 и 1 при каждом заданном p – это количество свободного газа в сухом угле. Во влажном угле, т.е. при $0 < S < 1$ только часть пор занята газом, тем большая, чем меньше S , о чем свидетельствует взаимное расположение кривых 1-6.

Что касается давления воды, находящейся в угольном пласте, то оно, вообще говоря, не связано с давлением газа в пласте и определяется в основном гидрогеологическими особенностями залегания пласта и может даже в некоторых случаях превышать геостатическое давление.

При наличии воды в порах и трещинах наряду с газом, следует говорить о давлениях, как газа, так и воды, причем в этом случае они равны между собой. По мере сжатия пор газ постепенно переходит в сорбированное состояние, а количество воды сохраняется постоянным. При этом совместное давление воды и газа постепенно растет, пока при определенном давлении газ полностью не перейдет в сорбированное состояние. В порах останется только вода, давление которой продолжит расти по мере сжатия угля.

В принципе возможна ситуация, когда не весь свободный газ переходит в сорбированное состояние из-за полного насыщения сорбционной емкости угля – a . В этом случае при дальнейшем сжатии в порах будут сохраняться одновременно и вода и газ при росте давления, причем объем газа будет постепенно уменьшаться. Эта ситуация может реализоваться в случае, когда начальное состояние насыщенности угля газом близко к a , а его пористость велика.

Особенностью рассмотренных вариантов является отсутствие фильтрационного массопереноса флюидов в угольном пласте. Это характерно с одной стороны, для быстропротекающих процессов изменения напряженно-деформированного состояния части угольного пласта и соответствующих сорбционных процессов. В этом случае все изменения происходят локально, в каждой конкретной точке, вне зависимости от окружающих точек.

С другой стороны, подобным образом можно рассматривать процессы в областях с однородным распределением параметров, где фильтрация принципиально невозможна. Это реализуется в достаточно больших областях, когда фильтрационный перенос начинается на границах области, а внутренние части ее еще не затронуты им.

В реальных условиях, однако, часто приходится рассматривать либо малые области, на которые оказывается воздействие, либо большие времена по-

сле воздействия, что делает рассмотренные выше варианты малопригодными. Тем не менее, они могут служить начальными или граничными условиями для постановки эволюционных задач, характерных для практических применений, и решаемых с помощью соответствующих дифференциальных уравнений массопереноса.

При этом, если давление воды больше максимального сорбционного давления газа, то все пустоты фильтрационного пространства заняты водой и в пласте полностью отсутствует свободный газ. В этом случае вода запирает его в сорбированном состоянии, не позволяя свободно фильтроваться по пласту в сторону скважины. Только после выхода части воды из фильтрационного пространства и падения ее давления, газ начинает переходить в свободное состояние и фильтроваться вместе с водой к скважине или свободной поверхности выработки во всё возрастающих количествах. По мере иссякания ресурса газа в пласте поток начинает уменьшаться, что приводит к уменьшению со временем дебита скважины.

В связи с этим в пласте формируется фронт, движущийся с переменной, постепенно уменьшающейся скоростью от обнажения вглубь пласта и разделяющий области фильтрации смеси воды и газа с одной стороны от него и только воды с другой. Фактически можно считать, что за этим фронтом пласт непроницаем для газа. В этой области переносится только вода, и скорость ее фильтрации определяется величиной коэффициента пьезопроводности пласта η , который связан с проницаемостью угля k , коэффициентами объемной сжимаемости воды $\beta_{ж}$ и угольного скелета β_c соотношением

$$\eta = \frac{k}{\mu\beta^*}, \beta^* = m\beta_{ж} + \beta_c, \quad (7)$$

β^* - коэффициент упругости пласта, μ – вязкость жидкости, m – пористость угля.

Список литературы:

1. Физико-химия газодинамических явлений в шахтах. – М.: Наука. – 1973. - 140с.
2. Кузнецов С.В., Трофимов В.А. Основная задача теории фильтрации газа в угольных пластах // ФТПРПИ. - 1999.- №5, с.13-18.
3. Трофимов В.А. Определение давления газа в угольном пласте. ГИАБ – М.: «Горная книга». – 2012. - №ОВ1, с.324-345.
4. Трофимов В.А. Внезапный выброс угля и газа. Вынос угля и газа в выработанное пространство. ГИАБ – М.: «Горная книга». – 2011. - №ОВ1, с.391-405.

5. Кузнецов С.В., Трофимов В.А. Концептуальная модель внезапного выброса угля и газа. «Геодинамика и напряженное состояние недр Земли». – Новосибирск: Наука. – 2011, с. 64-71.