

УДК 622.411

## СООТНОШЕНИЕ СОРБИРОВАННОГО И СВОБОДНОГО ГАЗА В УГОЛЬНОМ ПЛАСТЕ<sup>1</sup>

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.

---

<sup>1</sup> 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

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

где  $R_{\Gamma} = R/M$  - 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:  $a=20\text{ кг}/\text{м}^3$ ,  $b=0.1$ ,  $T=300\text{ К}$ ,  $R_{\Gamma}=0.0053\text{ ат}\cdot\text{м}^3/\text{кг}\cdot\text{град}$ . 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.

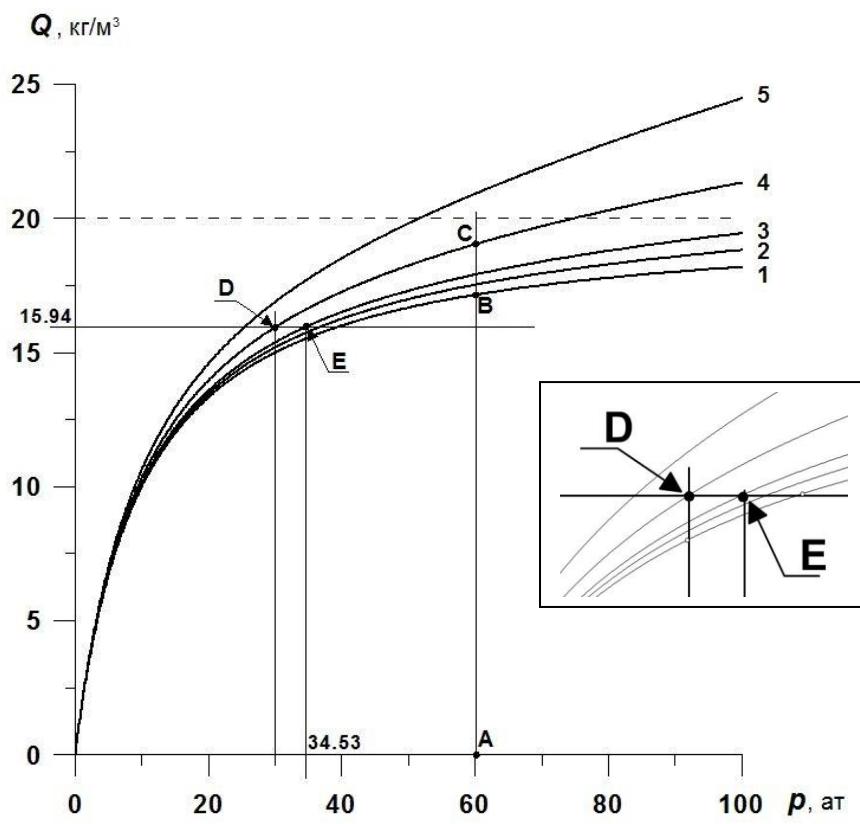


Рис. 1.

Кузбасский государственный технический университет  
имени Т.Ф. Горбачева  
17-19 ноября 2015 г.

Всероссийская научно-техническая конференция с международным участием  
СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ В ГОРНОМ ДЕЛЕ И МЕТОДЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ  
ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ  
ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

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 возрастать 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  $\delta$  свободного газа в угле.

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

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 30ат и ему соответствует по изотерме сорбции  $Q_c=15\text{ кг}/\text{м}^3$ . При пористости  $m=0.05$  количество свободного газа будет  $Q_{cs}=0.94\text{ кг}/\text{м}^3$  и, следовательно, общее количество газа –  $15.94\text{ кг}/\text{м}^3$ . 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 ( $Q = 15+0.94 = 15.94\text{ кг}/\text{м}^3 = \text{const}$ ) и завершится в точке Е пересечения ею кривой 3, которая соответствует пористости 2%. В этой точке  $p = 34.53$ ат,  $Q_c = 15.51\text{ кг}/\text{м}^3$  и  $Q_{cs} = 0.43\text{ кг}/\text{м}^3$ .

Всероссийская научно-техническая конференция с международным участием  
СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ В ГОРНОМ ДЕЛЕ И МЕТОДЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ  
ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ  
ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

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  $p = 39.3$  ат. Фактически для этого потребуются достаточно большие нормальные сжимающие пласт напряжения, способные полностью закрыть поры и трещины. При этом будет  $Q_c = 15.94 \text{ кг}/\text{м}^3$ , а  $Q_{c6} = 0$ . 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 отжиме 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  $W$

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

Всероссийская научно-техническая конференция с международным участием  
**СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ В ГОРНОМ ДЕЛЕ И МЕТОДЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ**  
**ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ**  
**ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ**

где  $M, M_e$  – масса угля в объеме  $V$  и масса содержащейся в нем воды;  $\rho_e, \rho_y$  – плотности воды и угля.

Для полностью водонасыщенного угля  $S = 1$  и поэтому

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

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  $m = 0.05$ .

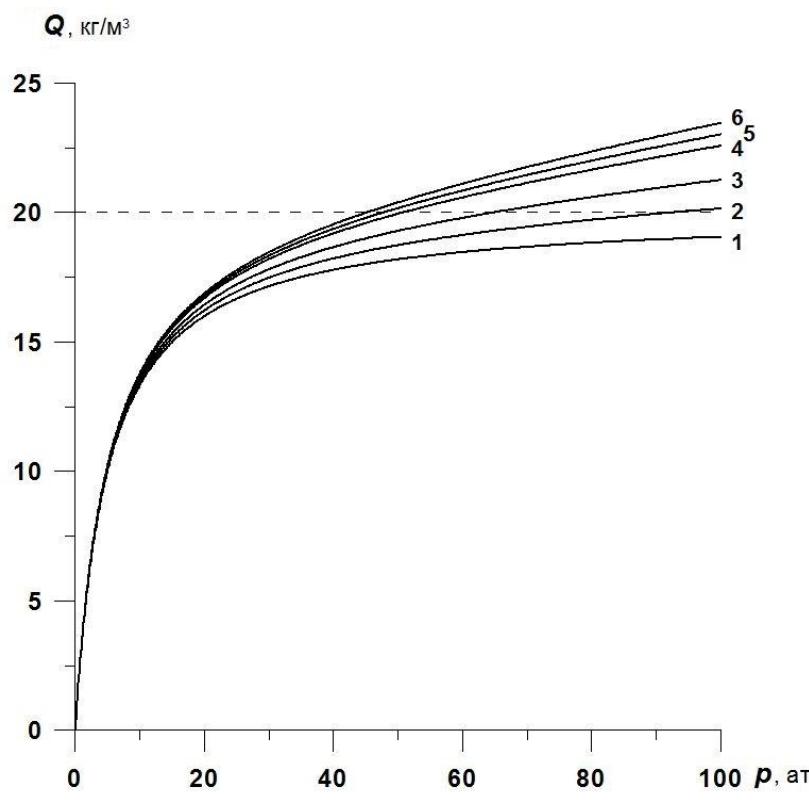


Рис. 2.

Кузбасский государственный технический университет  
имени Т.Ф. Горбачева  
17-19 ноября 2015 г.

Всероссийская научно-техническая конференция с международным участием  
СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ В ГОРНОМ ДЕЛЕ И МЕТОДЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ  
ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ  
ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

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 изначальное 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-

Всероссийская научно-техническая конференция с международным участием  
СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ В ГОРНОМ ДЕЛЕ И МЕТОДЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ  
ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ  
ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

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 все 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  $\eta$ , который связан с проницаемостью угля  $k$ , коэффициентами объемной сжимаемости воды  $\beta_{ж}$  и угольного скелета  $\beta_c$  соотношением

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

$\beta^*$  - коэффициент упругоемкости пласта,  $\mu$  - 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. - №OB1, с.324-345.
4. Трофимов В.А. Внезапный выброс угля и газа. Вынос угля и газа в выработанное пространство. ГИАБ – М.: «Горная книга». – 2011. - №OB1, с.391-405.

Всероссийская научно-техническая конференция с международным участием  
СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ В ГОРНОМ ДЕЛЕ И МЕТОДЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ  
ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ  
ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

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.