2023

<u>№</u> 4

ГЕОМЕХАНИКА

УДК 622.453

МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ГРАВИТАЦИИ НА ПРОЦЕСС ДЕГАЗАЦИИ МЕТАНОНОСНЫХ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

М. В. Курленя¹, К. Х. Ли², В. Г. Казанцев³, Ли Хи Ун², В. С. Зыков²

¹Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН, E-mail: kurlenya@misd.ru, Красный проспект, 54, 630091, г. Новосибирск, Россия ²АО "НЦ ВостНИИ", E-mail: leeanatoly@mail.ru, ул. Институтская, 3, 650002, г. Кемерово, Россия ³ООО "Промышленная безопасность", E-mail: wts-01@mail.ru, ул. Прибыткова, 49, 659302, г. Бийск, Россия

Аппарат теории нестационарной термоупругости применен для оценки раздельного и совместного действия сорбционного давления газа и гравитации на процесс дегазации и формирование напряженного состояния в окрестности горных выработок. Показано, что фильтрация газа изменяет напряженное состояние угольного массива, а сорбционное давление оказывает существенное противодействие гравитационному, пренебрежение которым может привести к недостаточно обоснованному выбору технологий дегазации пласта угля, а также к ошибкам прогноза прочности и устойчивости горных пород.

Моделирование, угольный пласт, дегазация, фильтрация, сорбционное давление, напряженное состояние

DOI: 10.15372/FTPRPI20230401

Ранее считалось, что при моделировании процессов миграции газа в метаноносном угольном пласте на фильтрационные характеристики влияет лишь глубина его залегания. В то же время материаловедческими исследованиями в лабораторных и натурных условиях устанавливались новые эффекты, связанные с газодинамикой [1-3]. К одному из них относится интенсификация массопереноса метана вследствие гравитационной составляющей исходного поля напряжений и возникновения зон дегазации угольного массива, а также уменьшение усилий, поддерживающих его каркас сорбционным давлением. В публикациях отмечалась зависимость от напряженного состояния таких газодинамических характеристик, как проницаемость, эффективная пористость и другие параметры [4-6]. При построении модели газодинамического состояния метаноносного угольного пласта с точки зрения оценки во времени сорбционного давления газа и действия на фильтрацию напряжений, развивающихся в скелете горных пород, рассмотрим дифференциальное соотношение для неустановившейся фильтрации газа. Представим линеаризованное уравнение пьезопроводности по Лейбензону в виде [7]:

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(a^*(M, t) \frac{\partial P}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(a^*(M, t) \frac{\partial P}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(a^*(M, t) \frac{\partial P}{\partial z} \right), \tag{1}$$

где $P(x, y, z, t) = p^2$, p — поровое давление, зависящее от координаты M(x, y, z) массива газовой залежи и меняющееся во времени t; a^* — коэффициент пьезопроводности.

Решая задачу о неустановившейся фильтрации газа методом конечных элементов, полагаем, что коэффициент пьезопроводности постоянен в каждом из конечных элементов, однако может изменяться в дискретном пространстве от элемента к элементу. В этом случае для элементарного объема соотношение (1) перепишем:

$$\frac{\partial P}{\partial t} = a^*(M, t) \left(\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} \right).$$
(2)

При разработке численных моделей нестационарного массопереноса воспользуемся температурно-фильтрационным сходством, основанным на замене температурных полей ее фиктивным аналогом, т. е. сорбционным давлением газа [8]. Такая возможность восходит к формальной идентичности дифференциальных уравнений нестационарной фильтрации (2) и теплопроводности:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = A(M, t) \left(\frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2} \right), \tag{3}$$

здесь T(x, y, z) — температура в точке M(x, y, z) исследуемого пространства; A(M, t) — коэффициент температуропроводности.

Будем иметь в виду, что напряжения, влияющие на проницаемость угля, реализуются в скелете угольной матрицы, деформирование которой приводит к изменению параметров фильтрационных каналов. В процессе моделирования массопереноса эти напряжения необходимо вычленять из максимальной компоненты исходного гравитационного поля напряжений, поскольку сорбционное давление газа в зонах сжатия угольного массива вызывает его газодинамическую разгрузку. Роль гравитационной составляющей напряжений и напряжений, обусловленных сорбционным давлением жидкости или газа, показана в [9], где предложена гидрогазотемпературная модель. Ее суть в приравнивании объемных деформаций, появляющихся за счет действия сорбционного газа, с объемными деформациями, возникающими при температурных воздействиях. Вместе с тем данной моделью следует пользоваться с осторожностью. Это связано с некоторым различием учета начальных деформаций в энергетических функционалах задачи теории поля и функционалах потенциальной энергии массива, смысл которых в том, что при совместном температурном расширении горных пород напряжения не возникают, в то время как расширение или сжатие массива, происходящие из-за варьирования газостатического давления в порах и трещинах, ведут к немедленному изменению напряжений в скелете угольной среды.

Применяя известные методы анализа нестационарных температурных полей, можно создать алгоритмы расчета профилей фильтрационного давления газа в порах и трещинах массива, а также оценить уровень воздействия порового давления на напряженное состояние каркаса угольной матрицы.

Предлагаемая методика численного анализа деформирования метаноносного угольного пласта с использованием метода конечных элементов заключается в решении задачи фильтрации, установлении фильтрационных нагрузок на узлы конечно-элементной сетки с последующей передачей полученных результатов для определения геомеханического состояния пласта. Решать задачи фильтрации и деформирования нужно на одной и той же сетке конечных элементов.

Чтобы продемонстрировать модель анализа и синтеза влияния сорбционного давления газа и гравитационной составляющей горного давления на физическое состояние угольного пласта, рассмотрим их раздельное и совместное действие. Вертикальные напряжения массива можно найти по эмпирической зависимости

$$\sigma_y = -\gamma_1 \frac{H}{10^5},\tag{4}$$

 γ_1 — средневзвешенное значение удельного веса пород (кг/м³), слагающих массив, от земной поверхности до точки измерения напряжений на глубине *H* (м).

Согласно гипотезе Динника, в осадочных породах горизонтальные составляющие напряжений

$$\sigma_x = \lambda \sigma_v, \tag{5}$$

где $\lambda = v / (1 - v)$ — коэффициент бокового распора; v — коэффициент Пуассона.

Сорбционное давление p, т. е. давление газа в порах и трещинах единого фильтрационного пространства ненарушенного массива, зависящее от глубины залегания пласта, можно вычислить по закону, близкому к гидростатическому [8]:

$$p = -\delta \gamma_2 \frac{H}{10^5}.$$
(6)

Здесь δ — коэффициент несоответствия, учитывающий верхнюю границу зоны метановых газов угольных пластов (глубина от дневной поверхности 100–230 м); $\gamma_2 = 1000 \text{ кг/м}^3$ — удельный вес воды. Для шахт Кузбасса $\delta \approx 0.863$.

Расчетная схема пласта и ее дискретизация на конечные элементы (рис. 1) представляет собой вертикальное сечение пласта вдоль оси выемочного столба. Наименьший размер конечного элемента составляет $5.1 \cdot 10^{-2}$ м, максимальный — 0.18 м. Размеры пласта $hl = 2 \times 20$ м, он находится на глубине H = 400 м от дневной поверхности.



Рис. 1. Расчетная схема пласта и ее дискретизация на конечные элементы

Пласт изотропный. Модуль упругости угля E = 2000 МПа. Коэффициент поперечной деформации v = 0.25. По верхней границе на пласт наложено гравитационное давление, определяемое по (4). Для средневзвешенного удельного веса слагаемых горных пород $\gamma_1 = 2500$ кгс/м³, $p_1 = \sigma_y = -10$ МПа. Сорбционное давление p = 3.45 МПа, $\alpha = 2.5 \cdot 10^{-4}$ 1/МПа — коэффициент линейного расширения скелета угля под действием сорбционного давления, соответствует величине $1/(3E_1)$, где E_1 — модуль объемной упругости. Треугольный маркер, запрещающий узловые перемещения по нормали вдоль маркерной линии, показывает кинематические граничные условия. Отсутствие треугольного маркера означает свободную от кинематические граничные условия и отвечают газодинамическим условиям второго рода $q = \partial p / \partial n = 0$ (n — нормаль к граничной поверхности), обеспечивающим постоянство сорбционного давления условиях.

Варианты определения компонент напряжений методом конечных элементов для плоского деформированного состояния пласта угля по расчетным схемам с соответствующими граничными условиями и условиями по сорбционному давлению *р* даны в таблице.

Номер расчетной схемы	Графическое изображение	Гравитационное и сорбционное давление	Компоненты напряжений
1	$\begin{array}{c} y \\ \downarrow \\$	$p_1 = -10.00$ p = 0	$\sigma_y = -10.00$ $\sigma_x = -3.30$
2	$\begin{array}{c c} y & \downarrow P_1 \\ \hline p & \downarrow p \\ \hline & \hline & & \\ \hline & & & \\ \hline \end{array}$	$p_1 = -10.00$ p = 3.45	$\sigma_y = -6.55$ $\sigma_x = -2.18$
3	$y \longrightarrow p \qquad q \qquad x$	$p_1 = 0$ p = 3.45	$\sigma_y = 3.45$ $\sigma_x = 1.15$

Компоненты напряжений угольного пласта, МПа

Силовое поле, найденное по схеме 1, описывает напряженное состояние нетронутого дегазированного массива при действии его гравитационной составляющей. Соотношения (4), (5) представляют собой гравитационные составляющие напряжений в массиве, поскольку сорбционное давление в них не входит и, значит, не учитывается. Сорбционное давление газа оказывает существенное противодействие гравитационному согласно расчетным схемам 2 и 3. Поэтому сорбционное давление газа можно рассматривать как силовой фактор, поддерживающий массив угля от разрушения. Заметим, что напряженное состояние, определяемое по схеме 2, — суперпозиция решений по схемам 1 и 3.

Подчеркнем, что коэффициент бокового распора (5), рассчитанный при других значениях сорбционного давления и механических характеристиках угля, не отличается от своего значения, установленного для составляющих напряжений (4), (5) при действии лишь одного гравитационного давления.

Рассмотрим влияние напряженного состояния на дегазацию пласта и примем следующие исходные данные для расчетов.

Для определения фильтрации (рис. 1) соотношение (2) запишется в виде

$$\frac{\partial P}{\partial t} = a^*(M, t) \left(\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} \right)$$

здесь a^* — коэффициент пьезопроводности. Для газовой залежи он равен

$$a^* = K \frac{p}{\mu(T)m},\tag{7}$$

K — коэффициент проницаемости, м²; $\mu(T)$ — коэффициент динамической вязкости, МПа·с; T — температура газа; m — эффективная пористость.

Размеры расчетной области пласта (рис. 1), находящегося в условиях плоской деформации и профильной фильтрации газа, $hl = 2 \times 20$ м (h — мощность пласта). Для пласта, разрабатываемого на глубине 400 м, начальное сорбционное давление определяется с помощью (6): p = 3.45 МПа. Коэффициент динамической вязкости при температуре метана T = 20 °C соответствует $\mu(T) = 11.17 \cdot 10^{-12}$ МПа·с. Пористость пласта m = 4%. Подставляя значения в (7), получим, что $a^* = K \cdot 7.72 \cdot 10^{12}$ м²/с. Для последующих вычислений найдем коэффициент пьезопроводности, соответствующий коэффициенту проницаемости, приближающемуся к своему минимальному значению, например при $K = 10^{-19}$ м², $a^* = 7.2 \cdot 10^{-7}$ м²/с.

Условия по фильтрации следующие: на всех границах расчетной схемы, за исключением левой, заданы условия второго рода $q = \partial p / \partial n = 0$, где n — нормаль к граничной поверхности, исключающие фильтрацию газа в породный массив. На левой вертикальной границе схемы принято давление $p_2 = 0.1$ МПа, соответствующее давлению в свободном пространстве у обнажения. Расчетное время фильтрации t=4, 8, 12 мес. Механические характеристики пласта соответствуют приведенным выше. Механический анализ проведен при следующих граничных условиях: кинематические граничные условия отвечают условиям скольжения, кроме ее левой и верхней границы. По верхней границе пласта задано гравитационное давление (6), имеющее значение $p_1 = 10$ МПа.

Методика определения напряженно-деформированного состояния пласта с учетом газового давления и гравитационной составляющей изложена в [8, 9]. Изменения сорбционного давления газа p, вертикальных σ_y и горизонтальных σ_x напряжений изображены вдоль линии *AB* (рис. 2). Полученные данные расчетов показывают, что горизонтальные напряжения в массиве угля у груди забоя растягивающие. Они приближаются по уровню к давлению атмосферы у обнажения и растут с увеличением расстояния от обнажения. Вертикальные напряжения повышают свой уровень при подходе к обнажению, поскольку сорбционное давление уменьшается вследствие дегазации массива, слабеет и эффект противодействия сорбционного давления гравитационной вертикальной составляющей исходного поля напряжений.

Приведенный анализ газодинамической и геомеханической обстановки у обнажения пласта соответствует его состоянию при естественной дегазации. Активная дегазация пласта помимо естественной включает дегазацию, связанную с ее принудительной составляющей, например с использованием скважин, пробуренных горизонтально по простиранию пласта из выработок.



Рис. 2. Дегазация пласта: l - уровень сорбционного давления газа при естественном состоянии пласта; 2, 3, 4 - 4, 8, 12 мес дегазации пласта соответственно; <math>G - граница влияния забоя на сорбционное давление газа (стрелка G направлена в сторону природного состояния пласта); l - расстояние от груди забоя

Рассмотрим газодинамическое и геомеханическое состояние пласта у скважины в некотором сечении, удаленном от обнажений (рис. 3). В этом случае расчетная схема приемлема для скважины, находящейся в условиях плоской деформации и фильтрации газа. Геомеханические и газодинамические условия задачи такие же, как и для естественной дегазации пласта. Давление в скважине $p_2 = 0.08$ МПа. Значения напряжений получены для сравнительного анализа: 1 — совместного действия гравитационной составляющей напряжений $p_1 = 10$ МПа и сорбционного давления газа p = 3.45 МПа; 2 — когда отсутствует сорбционное давление p=0 МПа. Задача решена для t = 0 с, т. е. до начала процесса дегазации.





По мере дегазации картина напряженного состояния у скважины становится другой вследствие изменения сорбционного давления газа. На рис. 4 представлены данные изменения сорбционного давления газа и линий уровней вертикальных напряжений на момент 12 мес дегазации пласта.



Рис. 4. Линии уровней распределения вертикальных напряжений σ_y в сечении у скважины для 12 мес дегазации пласта (*a*) и сорбционное давление вдоль оси *Ox* (*б*): *1*, *2*, *3* — давление для 4, 8, 12 мес соответственно; *l* — расстояние от центра скважины

Характер распределения напряжений в окрестности скважины (рис. 5) указывает на истощение пласта до уровня сорбционного давления, приближающегося к дегазированному состоянию массива. Для принятых в расчетах механических и газодинамических характеристик уровень напряжений, рассчитанный для 4, 8 и 12 мес дегазации, остается близким вследствие, с одной стороны, фильтрации некоторого объема газа в скважину, с другой — подпитки порового пространства газом из глубины массива в том же объеме.



Рис. 5. Распределение горизонтальных σ_x (*a*) и вертикальных σ_y (*б*) напряжений в окрестности скважины в процессе дегазации пласта: *l* — напряжения в угольном скелете пласта при отсутствии сорбционного давления; *2*, *3*, *4* — 4, 8, 12 мес дегазации соответственно

Уровень напряжений в массиве увеличивается при подходе к обнажению (рис. 2) или контуру скважины (рис. 3, 4) из-за выделения газа из порового пространства этих зон. Противодействие сорбционного давления газа гравитационной составляющей исходного поля напряжений существенно возрастает с глубиной разработки пласта, поэтому его следует учитывать. Пренебрежение дезинтеграцией массива при одновременном действии сорбционного давления газа и давления вмещающих пород может привести к ложному суждению о состоянии массива с непредсказуемыми последствиями относительно выбора параметров ведения очистных работ.

выводы

Использование известных методов анализа нестационарных температурных полей для оценки фильтрации газа позволило разработать алгоритмы расчета профилей фильтрационного давления газа в порах и трещинах массива, а также рассмотреть уровень воздействия порового давления газа на напряженное состояние каркаса угольной матрицы.

Анализ наряженного состояния метаноносных пластов показал, что сорбционное давление газа оказывает на скелет угля действие противоположное гравитационному, игнорирование которого может привести к необоснованным заключениям относительно прочности и устойчивости горных пород, повлиять на принятия решений по управлению состоянием массива.

При дегазации пласта уровень напряженного состояния в окрестности скважин и обнажений возрастает вследствие фильтрации. Для установления баланса между негативным влиянием массопереноса на механическое состояние угольного массива и повышением безопасности ведения горных работ по газовому фактору необходимо дальнейшее изучение влияния комплекса газодинамических параметров на формирование горного давления.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- **1.** Алексеев А. Д., Айруни А. Т., Зверев И. В. Распад газоугольных твердых растворов // ФТПРПИ. 1994. № 3. С. 65–70.
- Желтов Ю. П., Золотарев П. П. О фильтрации газа в трещиноватых породах // ПМТФ. 1962. № 5. — С. 135-139.
- 3. Van Krevelen D. W. Coal, Amsterdam, Elsevier, 1993. 1002 p.
- 4. Малинникова О. Н., Трофимов В. А., Филиппов Ю. А. Соотношение сорбированного и свободного газа в угольном пласте // Современные проблемы в горном деле и методы моделирования горно-геологических условий при разработке месторождений полезных ископаемых. — 2015. — 8 с.
- 5. Кузнецов С. В., Трофимов В. А. Природа и механизм формирования газопроницаемых зон в угольных пластах // ФТПРПИ. 1999. № 1. С. 21–27.
- 6. Кузнецов С. В., Трофимов В. А. Основная задача теории фильтрации газа в угольных пластах // ФТПРПИ. — 1999. — № 5. — С. 13–18.
- 7. Лейбензон Л. С. Движение природных жидкостей и газов в пористой среде. М.: ОГИЗ, 1947. 244 с.
- 8. Ли К. Х., Казанцев В. Г., Ли Хи Ун, Зыков В. С., Иванов В. В. Влияние дегазационных скважин на кинетику состояния углеметановых пластов // Вестн. Научного центра по безопасности работ в угольной промышленности. 2023. № 1. С. 33–41.
- **9. Казанцев В. Г.** Обоснование рациональных пространственно-планировочных и технологических решений на базе эффективного управления геомеханическими процессами на угольных шахтах: дис. ... д-ра техн. наук. 2003. 316 с.

Поступила в редакцию 10/VI 2023 После доработки 28/VI 2023 Принята к публикации 30/VI 2023