

## ГЕОМЕХАНИКА

УДК 622.453

### ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ФИЛЬТРАЦИИ МЕТАНА В НЕСТАЦИОНАРНОМ ПОЛЕ НАПРЯЖЕНИЙ УГОЛЬНОГО ПЛАСТА

М. В. Курленя<sup>1</sup>, К. Х. Ли<sup>2</sup>, В. Г. Казанцев<sup>3</sup>, Ли Хи Ун<sup>2</sup>

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

Разработана физико-математическая модель фильтрации природного газа в метаноносных угольных пластах, в основе которой лежит принцип совместного взаимодействия геомеханических и газодинамических факторов в технологическом процессе дегазации. Выполнен расчет фильтрации метана и установлено, что причинами снижения дебита являются рост напряженного состояния вокруг добычных скважин, изменение запирающего давления газа в трещинах и порах, а также пьезопроводность массива.

*Моделирование, угольный пласт, дегазация, фильтрация, сорбционное давление, напряженное состояние, запирающее напряжение, пьезопроводность массива*

DOI: 10.15372/FTPRPI20240301  
EDN: HGMCWR

Дегазация метаноносных угольных пластов — одна из важнейших проблем их освоения, так как в окрестности горных выработок, целиков, геологических нарушений, где происходят изменения естественного состояния массива, зарождаются зоны концентрации напряжений в виде нестационарных геомеханических и фильтрационных полей. Как правило, в них возникают очаги газодинамических явлений, которые приводят к аварийным ситуациям. Наиболее распространенным способом борьбы с негативным проявлением геостатического и газодинамического состояния угольного массива является предотвращение или уменьшение газовой нагрузки на забой и свободное пространство подземных выработок. Обеспечение условий для высокопроизводительной и безопасной работы горной техники достигается за счет заблаговременной или текущей дегазации угольных пластов. Это ключевая проблема и она может быть решена при использовании экспериментальных оценок фильтрационных и геомеханических процессов в совокупности с моделями, построенными на базе методов математической физики.

Цель настоящей работы — разработка модели фильтрации метана, позволяющая учитывать взаимное влияние пластового давления газа, уровень напряженного состояния массива и интерпретировать результаты расчетов, опираясь на математический аппарат. Подход к решению задачи о построении модели фильтрации метана основывается на следующих положениях:

- метаносный угольный пласт — сплошная среда с равномерными или частично равномерными распределенными механическими и газодинамическими свойствами;
- метан в угольном массиве находится в газообразном состоянии и в виде твердого раствора;
- массив угольного пласта до начала горных работ представляет равновесную систему “газ–уголь”, в которой количество сорбированного метана каркасом угля зависит от сорбционного давления  $P_s$ . Согласно феноменологической теории диффузии, она описывается с помощью изотерм Генри, Ленгмюра, Фрейндлиха, уравнения БЭТ (Брунер–Эммет–Теллер) и других моделей [1].

При ведении горных работ равновесная система “газ–уголь” нарушается, изменяется исходное напряженное состояние пласта и сорбционное давление газа. Вследствие этого в окрестности выработок появляются зоны с каналами, соединяющими образующиеся пустоты со свободным выработанным пространством. Заметим, что равенство пластового  $P$  и сорбционного давления  $P=P_s$  фиксирует границу зоны, где имеется направленный фильтрационно-диффузионный массоперенос метана. В общем случае он включает в себя синтез моделей нестационарного температурного поля, диффузии и фильтрации. Ведущим процессом является фильтрация [2, 3]. В [4, 5] показано, что в горном производстве дегазация и отработка угольного пласта обычно продолжается не более трех лет, поэтому вклад диффузии в массоперенос ничтожен и им можно пренебречь.

Для представления неустановившейся фильтрации газа воспользуемся дифференциальным уравнением Лейбензона [6]:

$$a_x^* \left( \frac{\partial^2 P^2}{\partial x^2} \right) + a_y^* \left( \frac{\partial^2 P^2}{\partial y^2} \right) + a_z^* \left( \frac{\partial^2 P^2}{\partial z^2} \right) = \frac{\partial P^2}{\partial t}, \quad (1)$$

где

$$a_i^* = \frac{K_i P}{\mu(P, T) m}, \quad i = x, y, z. \quad (2)$$

Здесь  $a^*$  — коэффициент пьезопроводности для газовых залежей,  $\text{м}^2/\text{с}$ ;  $K$  — коэффициент проницаемости,  $\text{м}^2$ ;  $\mu(P, T)$  — динамический коэффициент вязкости, зависящий от температуры массива  $T$  и пластового давления  $P$ ,  $\text{МПа} \cdot \text{с}$ ;  $m$  — коэффициент эффективной пористости пласта.

Считается, что в нетронутом массиве угольного пласта нет фильтрации флюида во времени. Интегрирование уравнения (1) для стационарного состояния ( $\partial P^2 / \partial t = 0$ ) приводит к величине  $P_s$  для устоявшегося фильтрационного профиля давления газа в порах и трещинах. Нулевое значение правой части уравнения (1) обеспечивается отсутствием пьезопроводности для закрытых трещин ( $a^* = 0$ ) либо отсутствием градиентов давления. В угольных пластах эффективная пористость зависит от величины и знака действующих напряжений  $\sigma$ , с которыми связано раскрытие или закрытие дефектов  $m = m(\sigma)$ . Пористость в меньшей степени подвержена влиянию сжатия, чем проницаемость, поскольку среда может стать непроницаемой, но все же обладать значительной пористостью. Поэтому естественно полагать, что при расчетах пористость — постоянная величина [7].

Если для оценки параметров  $\mu, m$  разработаны специальные методики, получены достоверные эмпирические закономерности, то коэффициент проницаемости в (1) требует особого рассмотрения. В простейшем случае он вычисляется на основе результатов испытаний цилиндрического образца угля и закона Дарси [8]:

$$K = \mu q \frac{h}{\Delta p S}, \quad (3)$$

где  $q$  — расход газа;  $h$  — высота образца угля;  $S$  — площадь поперечного сечения образца;  $\Delta p$  — перепад давления между гранями образца.

Вместе с тем соотношение (3) не отражает уровень влияния деформируемости образца на коэффициент  $K$ . В некотором приближении расчеты могут интерпретироваться как исходные, начальные коэффициенты проницаемости для ненагруженного внешними силами и полностью дегазированного образца:

$$K = K_0. \quad (4)$$

Значение  $K_0$  — максимально возможный коэффициент проницаемости для угля. Определяющие соотношения, связывающие коэффициент проницаемости с уровнем горного давления, даны в [1, 9–11]. Большое число предлагаемых вариантов таких соотношений говорит о сложности их установления. Примем выражение, характеризующее поверхность проницаемости в угольных пластах [11]:

$$K = K(\sigma, Q), \quad (5)$$

$Q$  — количество сорбированного углем метана.

Материаловеды по-разному понимают напряжение  $\sigma$ . Некоторые говорят о нем, как о напряжении сжатия, другие — как о среднем напряжении, о напряжении, действующем по нормали к берегам трещин, и т. д. Неоднозначная трактовка напряжений, представляющих какие-либо компоненты тензора напряжений, их сочетания или их знак в зависимости (5), может привести к различиям параметра  $K$  и, как следствие, к заведомо отличающимся друг от друга результатам прогноза состояния массива. Более того, иногда невозможно создать модель газопереноса. Действительно, трудно построить модель (5) с учетом напряжений, действующих по нормали к берегам хаотически располагающихся трещин в массиве. Исходя из феноменологических учений о состоянии геологической среды, можно считать, что в качестве действующих напряжений в трещиновато-пористом пласте вполне правомерно использовать некоторые эквивалентные напряжения, например такие, которые входят в выражения для оценки прочности угольного массива. Эквивалентными напряжениями может быть интенсивность напряжений  $\sigma_i$ , т. е. комбинация всех компонент тензора напряжений. Таким образом, для разных вариантов напряженного состояния, сложившегося в массиве, интенсивность напряжений моделирует ситуацию, приближающуюся к реальной.

Если принять сжимающие напряжения за положительные величины, то  $\sigma_i$  будет соответствовать  $\sigma_1$ , когда в массиве преобладает одноосное напряженное состояние (как при испытании образцов на одноосное сжатие напряжением  $\sigma_1$ ). Для напряженного состояния массива с боковым распором (испытания образцов по схеме Кармана)  $\sigma_i = (\sigma_1 - \sigma_3)$ , где  $\sigma_2 = \sigma_3$ ,  $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$  — главные напряжения. Кроме того, обоснованием выбора интенсивности напряжений в соотношении (5) служат диаграммы деформирования горных пород и угля  $f = f(\sigma_i, \varepsilon_i)$ ,

$\varepsilon_i$  — интенсивность деформаций. Диаграмма деформирования — интегральная характеристика механического поведения горных пород, включающая естественную и наведенную трещиноватость, разупрочнение, запредельное деформирование, явления, непосредственно влияющие на коэффициент проницаемости. Под горным давлением понимаем напряжения  $\sigma$  в каркасе угля, вызванные гравитационной составляющей и противодействующими ей пластовым или сорбционным давлениями.

При построении модели фильтрации газа, в том числе у концентраторов напряжений, считаем, что корреляция коэффициента проницаемости с действующими напряжениями в углепородном массиве и количеством сорбированного газа в твердом углеметановом растворе вытекает из зависимости [11]:

$$K = K_0 \left[ \frac{M(1 - \bar{\sigma})^\xi - Q}{M(1 - \bar{\sigma})} \right]^\nu, \quad (6)$$

где  $\bar{\sigma}$  — напряжение  $\sigma$  в массиве, нормированное запирающим напряжением  $\sigma_c$ , при котором закрываются фильтрационные каналы в угле и массив становится непроницаемым. Очевидно, что  $\sigma \leq \sigma_c$ .

Второй параметр выражения (5) — количество сорбированного углем метана  $Q$  — можно представить некоторой константой, не зависящей от времени, поскольку рассматриваются процессы фильтрации метана в короткие периоды времени по сравнению с геологическими. Усадку или набухание массива вследствие сорбции или десорбции газа из твердого углегазового раствора угля с течением времени примем  $Q = 0$ , поскольку углегазовый раствор (однофазная система) является атрибутом каркаса угля. С учетом этого преобразуем выражение (6):

$$K = K_0 (1 - \bar{\sigma})^{(\xi-1)\nu}. \quad (7)$$

Формула (7) подтверждается экспериментальными исследованиями [11], согласно которым газопроницаемость углей полностью определяется их трещиновато-пористой системой и горным давлением. Установление запирающего напряжения вызывает у материаловедов затруднения из-за потери точности значений при малых расходах газа [11]. Практически она назначается из физических соображений:

$$\sigma_c = \delta[\sigma], \quad (8)$$

$\delta$  — структурный коэффициент;  $[\sigma]$  — предел прочности угля.

Структурный коэффициент  $\delta < 1$  — показатель уровня напряженного состояния образца, когда в нем еще не начато накопление повреждений перед разрушением. Величина  $[\sigma]$  из паспорта прочности связана с напряженным состоянием угля, изменяющимся от точки к точке массива. С целью выявления его пределов прочности воспользуемся линейным критерием Кулона–Мора. Как известно, теория прочности Мора применительно к горным породам средней крепости получила наибольшее распространение, основное положение которой заключается в том, что разрушение тела обусловлено не отдельно касательными или нормальными напряжениями, а их совместным действием. При этом условие прочности Кулона–Мора для любой точки угольного пласта соответствует

$$\sigma_i \leq [\sigma]. \quad (9)$$

Здесь  $\sigma_i$  — расчетная интенсивность напряжений в рассматриваемой точке:

$$[\sigma] = 2 \left( C + \frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} f \right) \cos \rho,$$

$\sigma_1, \sigma_2 = \sigma_3$  — главные напряжения;  $C$  и  $f = \operatorname{tg} \rho$  — коэффициент сцепления и трения соответственно,  $\rho$  — угол внутреннего трения.

Нормированные напряжения в угольном массиве представляются в виде

$$\bar{\sigma} = \frac{\sigma_i}{\sigma_c}. \quad (10)$$

Если оценивать предел прочности угля по результатам испытаний образцов по схеме Кармана, то при решении задач фильтрации в качестве напряжений  $\sigma_2 = \sigma_3$  можно принять величину пластового давления. Это оправданно тем, что давление  $P$ , как и в схеме Кармана, оказывает боковое давление на частицы твердого углеметанового раствора.

Для восстановления условий прочности Кулона – Мора воспользуемся среднестатистическими экспериментальными данными для углей Кузнецкого бассейна (рис. 1) из [12, 13]. Видно, что линейная интерполяция экспериментальных данных с точностью, достаточной для практических расчетов, возможна до уровня бокового давления, соответствующего 25 МПа, т. е. до глубины разработки пласта 1000 м от дневной поверхности. Она описывается зависимостью  $[\sigma] = a\sigma_2 + b$ , где  $a = (\sigma_k - \sigma_n) / \sigma_L$ ,  $b = \sigma_n$ , или с учетом принятых допущений

$$[\sigma] = aP + b. \quad (11)$$

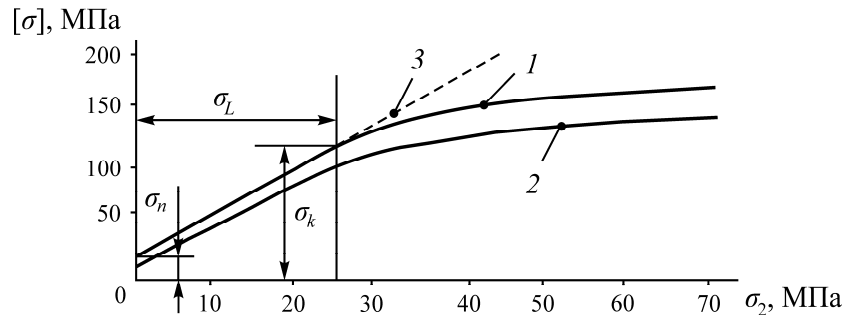


Рис. 1. Зависимость предела прочности угля от бокового давления: 1 — [13]; 2 — [12]; 3 — интерполяция экспериментальных данных

Окончательно коэффициент пьезопроводности (2) основного дифференциального уравнения неустановившейся фильтрацией газа (1) для изотропного дегазированного массива запишем как

$$a^* = \varphi K_0 (1 - \bar{\sigma})^{(\xi-1) \times \varphi}, \quad \varphi = P / \mu t. \quad (12)$$

Методика решения уравнения (1) эквивалентна решению вариационной задачи — нахождению минимума функционала [4]:

$$F(x, y, z) = \int_V \frac{1}{2} \left[ a_x^* \left( \frac{\partial P^2}{\partial x} \right)^2 + a_y^* \left( \frac{\partial P^2}{\partial y} \right)^2 + a_z^* \left( \frac{\partial P^2}{\partial z} \right)^2 - 2 \left( G - \frac{\partial P^2}{\partial t} \right) P^2 \right] dV + \\ + \int_S \frac{\eta}{2} \left[ (P^2)^2 - 2P^2 p_\infty^2 + (p_\infty^2)^2 \right] dS, \quad (13)$$

где  $G$  — источник или сток газа;  $\eta$  — коэффициент массообмена вдоль границы  $S$ ;  $p_\infty$  — давление вне фильтрационного объема  $V$  (например, концентрация газа в атмосфере у обнажений).

Геометрия изучаемого объекта, граничные и начальные условия, коэффициент проницаемости, пористость и вязкость газа полностью формулируют фильтрационную задачу. Чтобы решить задачу о деформировании массива горных пород, необходимо найти минимум функционала потенциальной энергии:

$$J(x, y, z) = \int_V \{\sigma\}^T \{\varepsilon\} dV - \int_\Gamma \{S\}^T \{u\} d\Gamma - \int_V \{F\}^T \{u\} dV, \quad (14)$$

где  $V$  — объем тела;  $\{\sigma\}$  — вектор, содержащий компоненты тензора напряжений;  $T$  — операция транспонирования матриц;  $\{\varepsilon\}$  — вектор, содержащий компоненты тензора деформаций;  $\{S\}$  — вектор сил, действующих на поверхности  $\Gamma$  тела;  $\{u\}$  — вектор компонент перемещений в направлении осей координат;  $\{F\}$  — вектор массовых сил.

Геомеханическое состояние угольного пласта и вмещающих пород определяется на основе их физико-механических свойств, граничных, начальных условий и условий нагружения. Решение нелинейных задач фильтрации и напряженно-деформированного состояния массива пород осуществляется посредством линеаризации. Дискретизация функционалов (13) и (14), получение систем линейных алгебраических уравнений выполняется с применением метода конечных элементов. Через соотношения (13) и (14) устанавливается “связь” между задачами фильтрации и деформирования. Решение краевой задачи напряженного состояния горных пород с учетом фильтрационного давления  $P$  состоит в совместном рассмотрении массива и фильтрующегося в нем газа как единого механизма единой механической системы. На первом этапе решается задача о нестационарной фильтрации газа и определяется пластовое давление газа в узлах конечно-элементной сетки расчетной схемы. Далее находятся коэффициенты пьезопроводности (12) в каждом из конечных элементов, которые теперь отличаются от элемента к элементу, образуя неоднородный по газодинамическим свойствам массив.

На втором этапе уточненные значения коэффициентов пьезопроводности используются при решении задачи фильтрации для получения новых значений пластового давления газа  $P \leq P_S$  в узлах конечно-элементной сетки, которые становятся основой расчета напряженно-деформированного состояния в качестве узловых нагрузок. Итерационный процесс продолжается до тех пор, пока не будет выполнен критерий сходимости результатов решения задачи фильтрации.

Критерием сходимости является сопоставление приращений норм вектора пьезопроводности с некоторым малым числом — задаваемой точностью вычислений. Итерационный процесс решения задачи заканчивается, если выполняется условие

$$\frac{\|a\|}{nS} \approx \lambda,$$

где  $\|a\| = \sqrt{\sum_{m=1}^M (a_m^S - a_m^{S-nS})^2}$  — сферическая норма вектора пьезопроводности;  $M$  — число конечных элементов расчетной схемы;  $S$  — номер итерации;  $nS$  — приращение номера итерации;  $\lambda$  — некоторое малое число.

Расчеты показывают, что для  $nS=1$  оказывается достаточно трех-четырёх итерационных процессов последовательного решения задач газодинамики и теории упругости по изложенному алгоритму с приемлемой для практики точностью  $\lambda = 0.01$ .

Рассмотрим пример применения разработанной модели для оценки фильтрации газа в нестационарном геомеханическом поле вокруг одиночной скважины (рис. 2). Размеры пласта  $h \times L = 2 \times 20$  м ( $h$  — его мощность). Пласт находится на глубине  $H = 400$  м от дневной поверхности. Диаметр скважины 0.15 м. Проницаемый газonosный пласт угля сверху и снизу перекрыт слабопроницаемыми прослойками, которые при решении задачи не рассматриваются и в расчетной схеме рис. 2 не учитываются. Схема на рис. 2 приемлема для скважины, находящейся в условиях плоской деформации и упругой фильтрации газа.

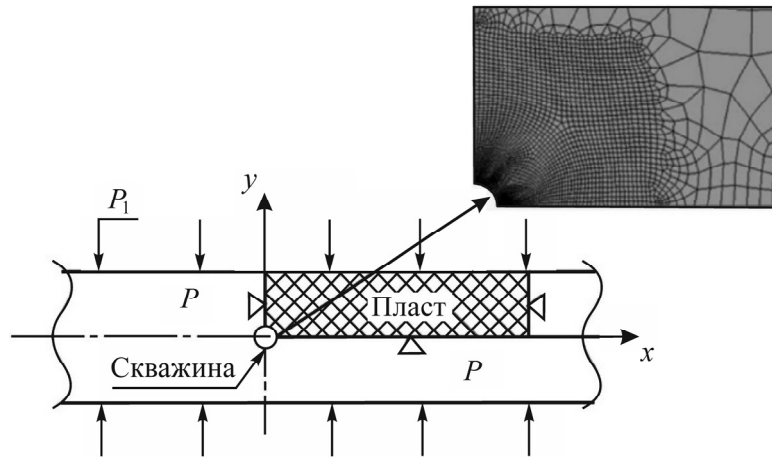


Рис. 2. Расчетная схема пласта и ее дискретизация на конечные элементы у скважины

Пласт упругий, изотропный. Модуль упругости угля  $E = 2000$  МПа, коэффициент поперечной деформации  $\nu = 0.25$ . По верхней границе на пласт наложено гравитационное давление, определенное для средневзвешенного удельного веса слагаемых горных пород  $\gamma_1 = 2500$  кг/м<sup>3</sup> и составляет  $P_1 = \sigma_y = -10$  МПа. Давление в скважине  $P_2 = 0.08$  МПа. Сорбционное (начальное условие) давление  $P_s = 3.45$  МПа,  $\alpha = 2.5 \cdot 10^{-4}$ , 1/МПа — коэффициент линейного расширения скелета угля под действием давления газа в порах соответствует  $1/(3E_1)$ , где  $E_1$  — модуль объемной упругости. Значение коэффициента  $\alpha$  получено с использованием газотемпературной аналогии [14].

Треугольный маркер, запрещающий узловые перемещения по нормали вдоль маркерной линии, показывает кинематические граничные условия. По границе пласта, отмеченного треугольным маркером, заданы газодинамические условия второго рода  $q = \partial p / \partial n = 0$  ( $n$  — нормаль к граничной поверхности), обеспечивающие условия симметрии полигона расчетной схемы.

Начальный коэффициент пьезопроводности дегазированного массива получен для коэффициента динамической вязкости, равного  $\mu(P, T) = 11.17 \cdot 10^{-12}$  МПа·с, при температуре массива  $T = 20$  °С. Пористость пласта принята  $m = 4\%$ . Для этих условий начальный коэффициент пьезопроводности вычисляется из зависимости  $a^* = K_0 \cdot 7.72 \cdot 10^{12}$  м<sup>2</sup>/с.

На Ерунаковском месторождении Кузбасса на неразгруженных участках пластов, залегающих на глубине более 500 м, проницаемость находится в пределах  $K = 1.68 \cdot 10^{-20} \div 8.91 \cdot 10^{-17}$  м<sup>2</sup>. Для последующих расчетов установим коэффициент пьезопроводности, учитывая коэффициент проницаемости, приближающийся к своему минимальному значению (при  $K_0 = 10^{-19}$  м<sup>2</sup>)  $a^* = 7.22 \cdot 10^{-7}$  м<sup>2</sup>/с. Для упрощения начальный коэффициент пьезопроводности возьмем для месячной дегазации ( $a^* = 1.87$  м<sup>2</sup>/мес).

Запирающее напряжение (8) определим с использованием экспериментальных данных (рис. 1), кривая 1 для  $\sigma_n = 20$ ,  $\sigma_k = 125$ ,  $\sigma_L = 25$  МПа и  $\delta = 0.8$ . Исходя из (10) и (11), имеем:

$$\sigma_c = 3.36P + 16, \text{ МПа.} \quad (15)$$

Согласно [11], в соотношении (7) будем считать величину степени равной  $(\xi - 1)\nu = 1.5$ .

Ситуационный анализ газодинамических характеристик и компонент напряженно-деформированного состояния в окрестности скважины рассмотрен для времени дегазации угольного пласта  $t = 12$  мес. Результаты моделирования пластового давления газа  $P$  и интенсивности напряжений  $\sigma_i$  в непосредственной близости от стенки скважины представлены на рис. 3 ( $L$  — расстояние от центра скважины).

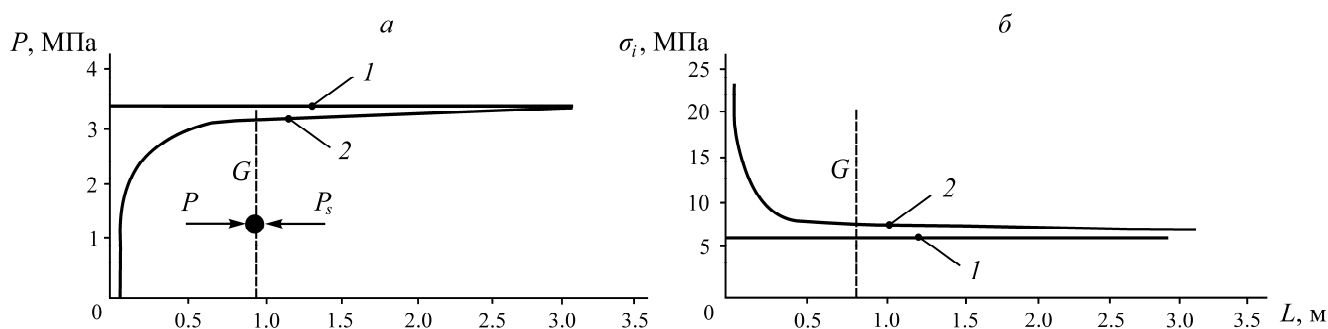


Рис. 3. Изменение пластового давления газа (а) и интенсивности напряжений (б) вдоль горизонтальной оси скважины: 1 — параметры  $P$  и  $\sigma_i$  в естественном состоянии массива; 2 — изменение  $P$  и  $\sigma_i$  у концентратора напряжений (скважины) после дегазации пласта в течение 12 мес

Линия  $G$  показывает границу влияния скважины на газодинамическое и геомеханическое состояние пласта, а также указывает на зону раздела пластового давления газа с зоной сорбционного давления. С течением времени она движется слева направо и становится границей, когда пластовое давление газа доходит до максимального значения, равного сорбционному давлению. Область пласта правее линии  $G$  называют зоной обеспеченного питания в процессе дегазации угольного пласта. В этом смысле влияние скважины на границу возмущенного сорбционного давления обусловлено природным напряженным состоянием массива горных пород, границы зон которых практически совпадают (рис. 3).

На рис. 4 приведено изменение запирающих напряжений  $\sigma_c$  и коэффициента пьезопроводности  $a^*$  ( $L$  — расстояние от центра скважины).

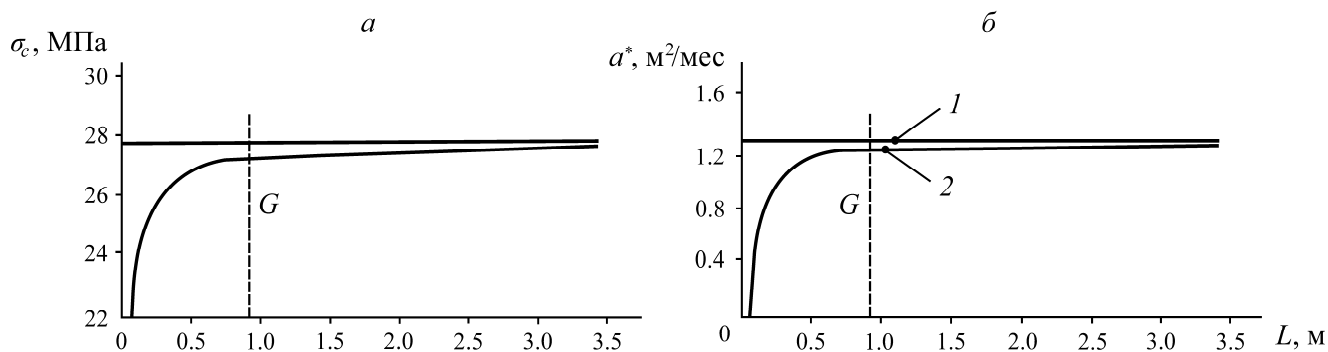


Рис. 4. Изменение запирающего напряжения (а) и коэффициента пьезопроводности газа (б) в окрестности скважины: 1 — параметры  $\sigma_c$  и  $a^*$  в естественном состоянии массива; 2 — параметры  $\sigma_c$  и  $a^*$  у стенки скважины после дегазации пласта в течение 12 мес



Неравномерность распределения возмущенного запирающего напряжения и коэффициента пьезопроводности является следствием изменения природного напряженного состояния массива горных пород. На рис. 3 и 4 границы возмущенного поля напряжений и границы возмущений газодинамической характеристики пласта практически совпадают.

Особый интерес представляет ситуация, при которой с течением времени дебит скважины снижается до уровня, когда дегазация массива может оказаться нерентабельной. Рассмотрим значения коэффициента пьезопроводности в слое массива малой толщины у контура скважины, поскольку именно в этой области фиксируется наибольшее возмущение напряжений. На рис. 5 приведены результаты численных расчетов коэффициента пьезопроводности и напряжений запираения газа по контуру скважины.

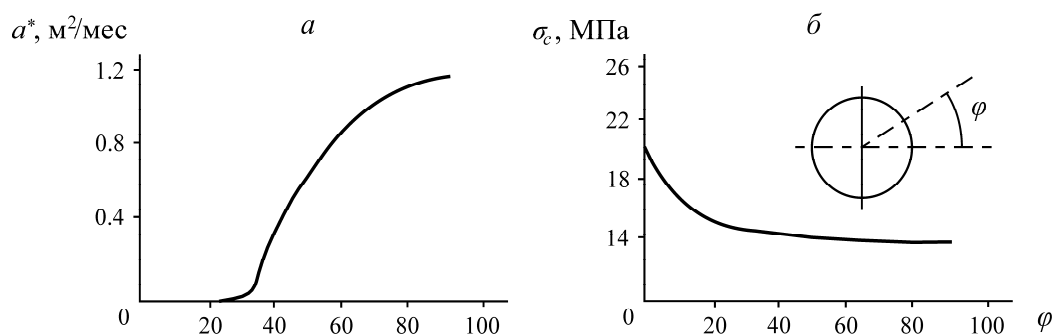


Рис. 5. Контурные коэффициенты пьезопроводности (а) и запирающего напряжения (б)

Коэффициенты проницаемости и изменение фильтрационных свойств массива у контура скважины показаны на рис. 6. Установлено, что на момент времени дегазации угольного пласта  $t = 12$  мес периметр скважины оказывается на 33 % запертым и становится непроницаемым для газа по углу  $\approx 30^\circ$  суммарно  $4\varphi = 120^\circ$  (рис. 5, 6).

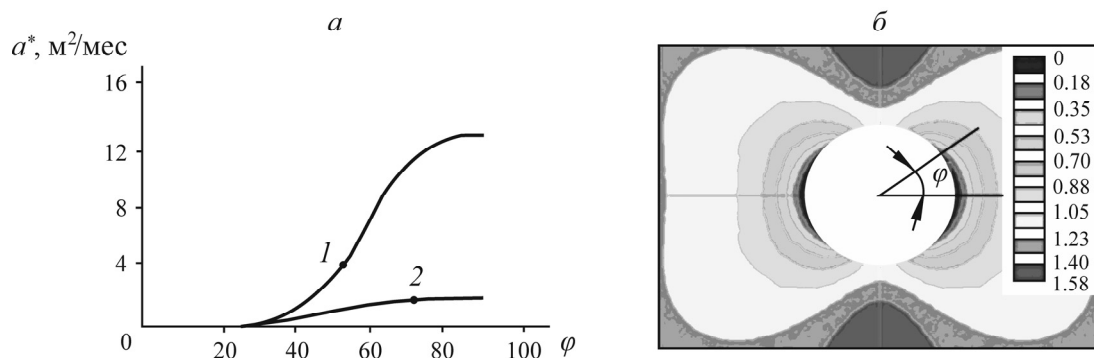


Рис. 6. Изменение коэффициента пьезопроводности вдоль контура скважины (а) и линии уровней коэффициента пьезопроводности в массиве у скважины (б), когда  $K_0 = 10^{-19} \text{ м}^2$ : 1 — распределение коэффициента пьезопроводности для  $K_0 = 10^{-18} \text{ м}^2$  ( $a^* = 18.7 \text{ м}^2/\text{мес}$ ); 2 — распределение коэффициента пьезопроводности при  $K_0 = 10^{-19} \text{ м}^2$  ( $a^* = 1.87 \text{ м}^2/\text{мес}$ )

Таким образом, дебит газа зависит от проявлений параметров газодинамических явлений и напряженного состояния массива в окрестности скважин — концентраторов напряжений. Создание способов управления данными параметрами открывает практические возможности совершенствования технологии дегазации угольных пластов для повышения полноты извлечения метана и производительности его добычи.

## ВЫВОДЫ

Разработан алгоритм расчета профилей фильтрационного давления газа в порах и трещинах углепородного массива и дана оценка влияния порового давления газа на напряженно-деформированное состояние каркаса угольной матрицы.

Фильтрационные профили газа существенно зависят от уровня напряжений, закрывающих поры и трещины, переменных по телу массива параметров пьезопроводности, формирующих состояние метаноносности пластов во времени.

Причинами уменьшения дебита метана при активной дегазации угольного пласта являются увеличение уровня напряженного состояния в окрестности скважин, изменение запирающего напряжения и проводимости массива.

Для установления баланса между негативным или положительным влиянием массопереноса на механическое состояние угольного массива и повышения безопасности ведения горных работ по газовому фактору необходимо углубленное изучение комплекса газодинамических и механических параметров, определяющих горное давление во взаимодействии модельных разработок с натурными и лабораторными экспериментами.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кабирова С. В., Ворошилов В. Г., Портнов В. С., Ахматнуров Д. Р. Оценка газоносности пласта  $K_{10}$  в пределах Шерубайнуринского участка Карагандинского угольного бассейна // Изв. ТПУ. Инжиниринг георесурсов. — 2019. — Т. 330. — № 5. — С. 64–74.
2. Калугина Н. А. Взаимное влияние диффузии и фильтрации в процессе истечения метана из угольного массива // Физика и техника высоких давлений. — 2010. — Т. 20. — № 3. — С. 140–149.
3. Алексеев А. Д., Василенко Т. А., Гуменник К. В., Калугина Н. А., Фельдман Э. П. Диффузионно-фильтрационная модель выхода метана из угольного пласта // Журн. технической физики. — 2007. — Т. 77. — № 4. — С. 65–75.
4. Курленя М. В., Ли К. Х., Казанцев В. Г., Ли Хи Ун., Кулявцева С. В. Системная формализация и идентификация процессов фильтрационного и диффузионного массопереноса при дегазации угольных пластов // ФТПРПИ. — 2023. — № 3. — С. 48–58.
5. Кузнецов С. В., Горбачев А. Т. К вопросу о дегазации угольных пластов // ФТПРПИ. — 1965. — № 6. — С. 17–24.
6. Лейбензон Л. С. Движение жидкостей и газов в пористой среде. — Л.: ОГИЗ, 1947. — 244 с.
7. Коновалова Л. Н., Зиновьева Л. М., Гукасян Т. К. Физика пласта. — Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2016. — 120 с.
8. Дырдин В. В., Мазур А. М., Ким Т. Л. Исследование проницаемости каменных углей в зависимости от крупности частиц и степени метаморфизма // Материалы XIII Всерос. науч.-практ. конф. “Россия молодая”, 2021. — С. 95308.1–95308.4.
9. Кузнецов Р. В., Шиляев В. В. Моделирование разработки пластовых систем метаноугольных месторождений с учетом процессов усадки матрицы угля и сжимаемости системы трещин // Вести газовой науки. — 2022. — № 3 (52). — С. 207–216.
10. Palmer I. and Mansoori J. How permeability depends on stress and pore pressure in coalbeds, a new model, SPE Annual Technic. Conf. Exhibition, Denver, Colorado, SPE-36737-MS, 1996.

- 11. Захаров В. Н., Малинникова О. Н., Трофимов В. А., Филиппов Ю. А.** Зависимость проницаемости угольного пласта от газосодержания и действующих напряжений // ФТПРПИ. — 2016. — № 2. — С. 16–25.
- 12. Ботвенко Д. В.** Методические основы прогноза и локализации взрывного горения рудничных газов при разрушениях горных пород: дис. ... д-ра техн. наук. — Кемерово, 2021. — 406 с.
- 13. Шубин В. П.** К вопросу об исследовании физико-механических свойств некоторых пород каменного угля шахт Кузбасса // Изв. ТПИ. — 1651. — Т. 68. — Вып. 1. — С. 130–170.
- 14. Лаврик В. Г., Михеев О. В., Казанцев В. Г.** Диагностика и управление состоянием массива горных пород. — М.: Изд-во МАС, 2006. — 487 с.

*Поступила в редакцию 26/II 2024*

*После доработки 01/IV 2024*

*Принята к публикации 17/V 2024*