

## ГЕОМЕХАНИКА

УДК 004.41:532.685

### МЕТОДИКА МОДЕЛИРОВАНИЯ ФИЛЬТРАЦИИ ФЛЮИДОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ТВЕРДЫХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРОРАЗРЫВА

**А. В. Азаров, М. В. Курленя, А. В. Патутин,  
С. В. Сердюков, О. А. Темиряева, А. В. Яблоков**

*Институт горного дела им. Н. А. Чинакала СО РАН,  
E-mail: antonazv@mail.ru, Красный проспект, 54, 630091, г. Новосибирск, Россия*

Приведена методика моделирования фильтрации флюидов, разработанная на основе расширенного метода конечных элементов в среде программирования ABAQUS и предназначенная для расчетов распределения порового давления и направления потоков жидкости и газа в породном массиве при разработке твердых полезных ископаемых с применением гидроразрыва. Рассмотрена типовая модель и примеры использования методики для расчетов дебитов газа при дренировании угольного пласта скважинами и трещинами различной ориентации.

*Породный массив, проницаемость, флюид, фильтрация, поровое давление, гидравлический разрыв пласта, трещина, математическое моделирование, программное обеспечение*

DOI: 10.15372/FTPRPI20200601

При подземной разработке твердых полезных ископаемых с высокой опасностью возникновения катастрофических газо- и водопроявлений возникает необходимость управления фильтрационными процессами, в том числе путем формирования в породном массиве дренажных каналов и непроницаемых экранов. Эффективным способом создания таких технологических элементов является гидравлический разрыв пласта с заполнением получаемых трещин пропантантами или гидроизоляционным полимером. Оптимизация расположения, геометрических параметров и проводимости разрывов предполагает анализ их влияния на фильтрацию флюидов, что для горно-геологических условий и систем шахтной добычи имеет свои особенности. В отличие от прогнозирования притока углеводородов в нефтепромысловые скважины необходимо учитывать наличие близкорасположенных выработок, их гидродинамическое взаимодействие со скважинами, высокую неоднородность поля напряжений, сложную форму образующихся трещин.

В связи с этим в рамках создания программного комплекса, предназначенного для проектирования гидравлических разрывов породного массива при добыче твердых полезных ископаемых, разработана методика моделирования фильтрации флюидов, описание и характерные особенности которой приведены в настоящей статье.

Необходимость управления фильтрационными потоками возникает при выщелачивании руд цветных металлов, дегазации угольных пластов, гидроизоляции горных выработок [1 – 4]. Одна из наиболее востребованных задач в горнодобывающей промышленности России — обеспечение безопасности добычи газоносных углей. Это связано с тем, что газообильность более четверти отечественных шахт превышает  $50 \text{ м}^3/\text{мин}$ , а большинство разрабатываемых пластов имеет высокие значения газового фактора. В условиях увеличения глубины залегания залежей и применения современных механизированных комплексов с нагрузкой на лаву до 20–25 тыс. т/сут возможности вентиляции выработок ограничены [5 – 7]. Следовательно, составной частью разработки пластов является их предварительная дегазация. Одно из перспективных направлений повышения эффективности извлечения углеметана — комбинирование скважин и гидравлических разрывов. При этом возникает задача оптимизации их взаимного расположения, от которого зависит фильтрационное сопротивление дренируемого участка углепородного массива [8]. В настоящей статье приведены примеры использования разработанного программного обеспечения для анализа дебита газа в скважины при различных способах гидравлического разрыва.

#### МЕТОДИКА МОДЕЛИРОВАНИЯ ФИЛЬТРАЦИИ ФЛЮИДОВ

Данная методика является частью программного комплекса, созданного в среде программирования SIMULIA ABAQUS, в состав которого входит также модуль расчета траектории развития трещин [9, 10]. Для реализации методики на персональном компьютере должны быть установлены пакет конечно-элементного анализа ABAQUS и интерпретатор Python. На основе интерфейса сценариев ASI (Abaqus Scripting Interface), встроенного в ABAQUS, осуществляется управление процессом решения задач, в том числе задаются параметры модели (размеры, свойства и структурные особенности среды, анизотропия проницаемости и ее зависимость от горного давления и скорости потока и др.), системы дегазационных скважин (расстояние между скважинами, длина, диаметр сечения) и трещин гидроразрыва (количество трещин, форма, ориентация, начальное раскрытие, проводимость), выполняется запуск расчетных задач, обработка и анализ полученных результатов.

Анализ фильтрации флюидов начинается с решения уравнений упругости и определения напряженного состояния модели породного массива при заданных граничных условиях, которые, в зависимости от особенностей задачи, могут быть сформулированы в напряжениях, перемещениях или в смешанной форме. Закон Гука записывается в следующем виде:

$$\sigma_{ij} = 2\mu\varepsilon_{ij} + \lambda\varepsilon_0\delta_{ij} - \alpha p\delta_{ij}, \quad (1)$$

здесь  $\sigma_{ij}$  — компоненты тензора напряжений;  $\varepsilon_{ij} = (\partial u_i / \partial x_j + \partial u_j / \partial x_i) / 2$  — компоненты тензора деформаций;  $i, j = 1, 2, 3$ ;  $u_1, u_2, u_3$  — компоненты вектора смещений соответственно по осям  $x_1, x_2, x_3$  прямоугольной системы координат;  $\lambda, \mu$  — параметры Ламе;  $\varepsilon_0$  — объемная деформация;  $p$  — поровое давление флюида;  $\delta_{ij}$  — символ Кронекера;  $\alpha$  — коэффициент Био. Решение (1) служит для учета влияния сжатия среды на ее проницаемость.

Для описания фильтрации флюида используются уравнения, которые при нулевом значении  $\beta$  соответствуют закону Дарси, а при ненулевом — нелинейному закону Форхгеймера:

$$\begin{aligned}
 v_1 &= -\frac{1}{\eta(1+\beta|v|)} \left( k_{11} \frac{\partial p}{\partial x_1} + k_{12} \frac{\partial p}{\partial x_2} + k_{13} \frac{\partial p}{\partial x_3} \right), \\
 v_2 &= -\frac{1}{\eta(1+\beta|v|)} \left( k_{12} \frac{\partial p}{\partial x_1} + k_{22} \frac{\partial p}{\partial x_2} + k_{23} \frac{\partial p}{\partial x_3} \right), \\
 v_3 &= -\frac{1}{\eta(1+\beta|v|)} \left( k_{13} \frac{\partial p}{\partial x_1} + k_{23} \frac{\partial p}{\partial x_2} + k_{33} \frac{\partial p}{\partial x_3} \right),
 \end{aligned} \tag{2}$$

где  $v_1, v_2, v_3$  — компоненты вектора скорости потока флюида;  $|v|$  — его модуль;  $\eta$  — динамическая вязкость флюида;  $k_{ij}$  — компоненты симметричной матрицы коэффициентов проницаемости среды, значения которых зависят от ее сжатия;  $\beta$  — коэффициент, определяющий влияние скорости потока флюида на проницаемость среды. Условия на границах модели зависят от конкретной задачи.

Эффективные напряжения, полученные из (1), (2), используются для коррекции компонент  $k_{ij}$ . Далее задача (2) решается снова, и так повторяется до получения стабильного состояния среды. На первом шаге поровое давление флюида принимается равным нулю. Зависимость проницаемости от горного давления определяют исходя из результатов лабораторных исследований кернов по методике, приведенной в [11].

В состав программного обеспечения методики моделирования фильтрации флюидов входят следующие подсистемы:

- инициализации входных параметров;
- генерации модели и первичного входного файла ABAQUS с расширением “inp”;
- обработки первичного входного файла ABAQUS и внесения в него дополнительных команд, не поддерживаемых графическим интерфейсом ABAQUS CAE;
- запуска входного файла решателем ABAQUS;
- экспорта результатов моделирования в файл формата “odb” с информацией о поровом давлении в среде, скорости и направлении потоков флюида;
- оценки дебита и фильтрационного сопротивления дренажной системы.

Обработка полученных результатов осуществляется с использованием специально разработанных программ, а также в интерфейсном режиме с помощью пользовательского графического интерфейса ABAQUS CAE.

Входные параметры модуля следующие:

- геометрические параметры: ширина, длина и высота расчетной области среды; положение и форма границ раздела пластов, горных выработок, скважин, трещин гидравлического разрыва, раскрытие трещин;
- физические свойства: модули упругости, коэффициенты Пуассона, плотности, коэффициенты проницаемости пород и трещин, их зависимости от сжатия пород и скорости потока флюида, динамическая вязкость, сжимаемость и плотность пластового флюида;
- граничные и начальные условия: внешние напряжения на границах модели; закрепление отдельных границ (нулевые смещения), начальное поровое давление в среде; проницаемость границ модели, стенок выработок, скважин; давление на поверхности выработок, в скважинах, трещинах;
- параметры расчетной сетки, в том числе размер ячеек в расчетной области, расстояние между узлами на поверхности выработок, скважин, трещин, а также на границах модели;

- число потоков, запрашиваемых для параллельных вычислений.

Программный модуль предназначен для работы на персональном компьютере, оснащенный процессором Intel Core i7 или более производительным с тактовой частотой не менее 2 ГГц, оперативной памятью не менее 32 Гб и объемом дискового накопителя не менее 256 Гб.

#### ТИПОВАЯ МОДЕЛЬ ДРЕНИРОВАНИЯ ПЛАСТА

Пример использования методики для решения практических задач — обоснование способа гидравлического разрыва при извлечении пластовых флюидов, исходя из результатов анализа дебитов и фильтрационных сопротивлений скважин с трещинами различной ориентации. Разработана типовая модель. Расчетная область имеет форму прямоугольного параллелепипеда, высота которого меньше его ширины и длины, верхняя и нижняя грани непроницаемы. Внутри расположена дренажная система, которая выбирается из следующих вариантов: одиночная скважина по простиранию пласта (тип I); трещина вдоль скважины, секущая пласт (тип II); трещина вдоль скважины в плоскости пласта (тип III); скважина с несколькими поперечными трещинами, параллельными друг другу (тип IV) (рис. 1).

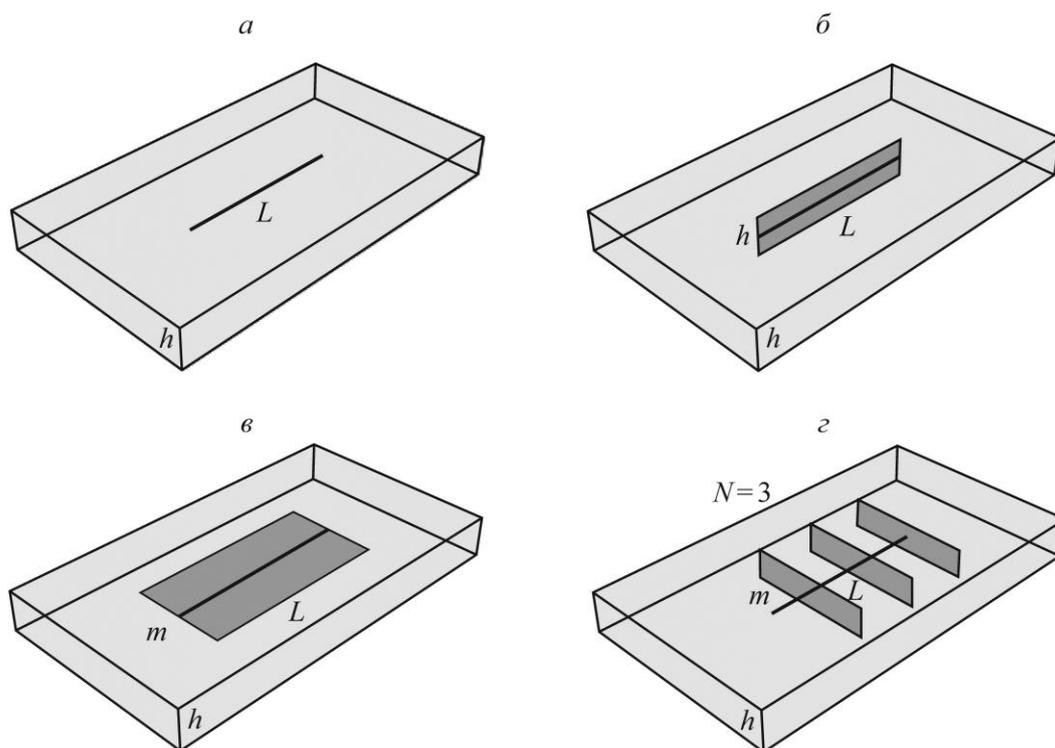


Рис. 1. Модель пласта с различными системами его дренирования: *a* — скважина (тип I); *б* — трещина вдоль скважины, секущая пласт (тип II); *в* — послойная трещина вдоль скважины (тип III); *г* — скважина с поперечными трещинами (тип IV); *h* — мощность пласта; *L* — длина скважины; *m* — ширина трещины; *N* — число трещин

Трещины моделируются тонкими листообразными включениями конечной проводимости. Боковые поверхности модели, перпендикулярные оси скважины, считаются непроницаемыми. На боковых гранях, параллельных скважине, задаются краевые условия для порового давления. Граничные условия для задачи (1) задаются исходя из горно-геологической обстановки.

Рассмотренная модель и методика были применены для исследования влияния параметров систем дренирования, свойств пород и флюида на приток газа в скважину. Для этого в модуле автоматически решалась последовательность задач с изменением входных параметров по заданной программе, что позволило проанализировать большое количество численных экспериментов, установить характерные зависимости между различными параметрами.

На рис. 2 приведен пример расчета порового давления и потоков флюида в модельной области длиной 30 м и шириной 20 м, содержащей одиночную скважину вдоль простирания пласта мощностью 1.5 м (тип I, рис. 1а) при следующих параметрах: поровое давление на левой и правой гранях — 1 МПа, давление в скважине — 0.1 МПа, коэффициент проницаемости среды  $k$  — 0.01 мД, кинематическая вязкость жидкости —  $10^{-6}$  м<sup>2</sup>/с, внешние границы модели закреплены (условие нулевых смещений).

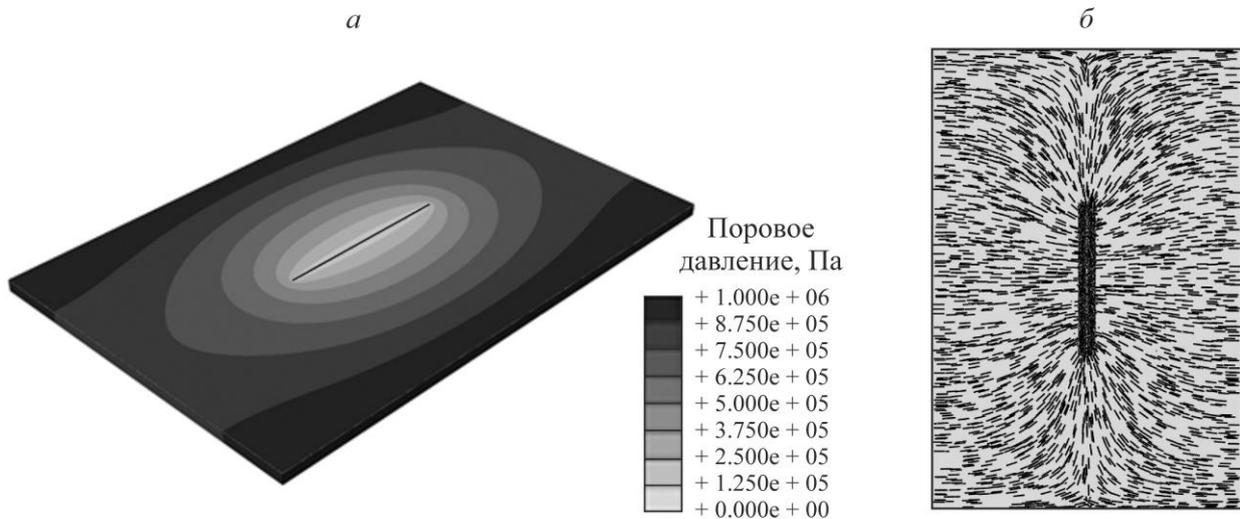


Рис. 2. Распределение порового давления (а) и потоков флюида (б) в плоскости одиночной дегазационной скважины длиной 10 м в однородном пласте мощностью 1.5 м и проницаемостью 0.01 мД

По результатам решения приведенной задачи получены графики дебита флюида в зависимости от длины скважины  $L$  при ее фиксированном радиусе  $r = 0.05$  м (рис. 3а) и от радиуса  $r$  при постоянном значении  $L = 10$  м (рис. 3б). Рис. 2, 3 иллюстрируют возможные формы графического представления результатов расчетов, доступные в разработанной методике.

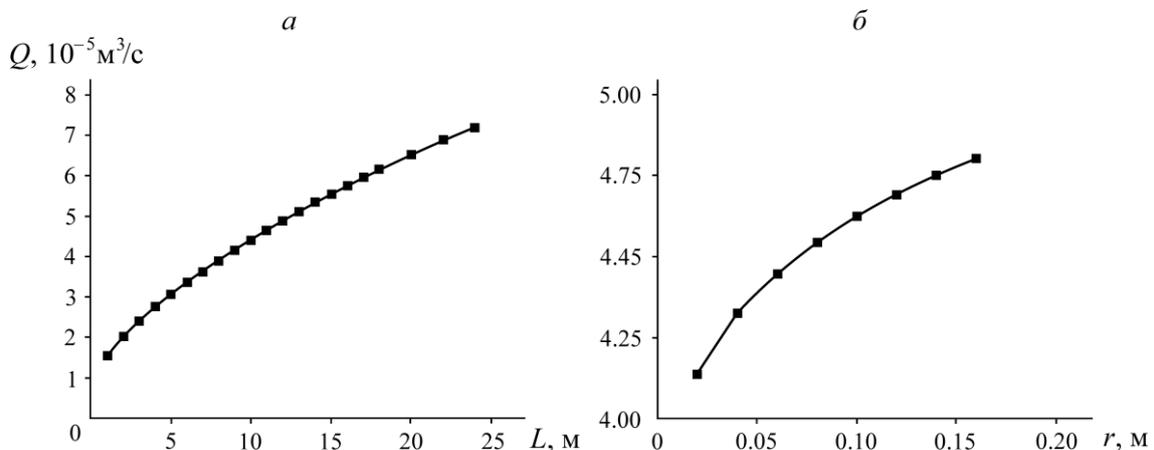


Рис. 3. Зависимость дебита флюида от длины скважины радиусом  $r = 0.05$  м (а) и радиуса скважины длиной  $L = 10$  м (б)

В другом эксперименте дренажная система представляла собой трещину вдоль скважины, расположенную в плоскости пласта (послойный разрыв) (тип III, рис. 1в). В ходе моделирования исследовалась зависимость дебита флюида от ширины трещины  $m$  и коэффициента среды  $\beta$ , входящего в уравнение (2). Учет скорости потока флюида на проницаемость позволяет оценить его влияние на увеличение фильтрационного сопротивления вблизи скважины. Значение коэффициента  $\beta$  может быть определено экспериментально, но в настоящей работе используется его приближенная оценка, основанная на результатах работы [12]:

$$\beta = \frac{12 \cdot 10^{-5} \rho d^2}{\eta s \sqrt{k}},$$

где  $\rho$  — плотность флюида;  $s$  — пористость породы;  $d$  — диаметр зерен, ее слагающих.

Для низкопроницаемых углей ( $k \sim 0.01$  мД) с характерным размером микроблоков матрицы  $\sim 1$  мм [13] и пористостью  $\sim 0.1$ , искомый коэффициент, в зависимости от вида флюида (метан, вода), имеет порядок  $10^4 - 10^6$ . На рис. 4 приведены расчетные дебиты скважины с послойной трещиной шириной от 1 до 18 м для нескольких значений  $\beta$ .

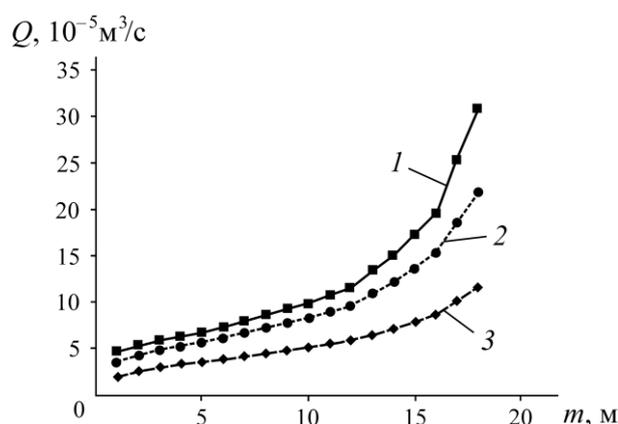


Рис. 4. Зависимость дебита флюида скважины с послойной трещиной от ширины трещины  $m$ : 1 —  $\beta = 0$  (без учета влияния скорости потока на проницаемость среды); 2 —  $\beta = 10^5$ ; 3 —  $\beta = 10^6$

Из представленных графиков видно, что снижение проницаемости угольного пласта с ростом скорости потока оказывает существенное влияние на дебит скважины с трещиной гидравлического разрыва. Рекомендуется учитывать этот фактор при проектировании дренажных систем.

#### ОБОСНОВАНИЕ СПОСОБА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДЕГАЗАЦИИ УГОЛЬНОГО ПЛАСТА

Рассмотрим пример использования методики и описанной выше типовой модели для обоснования способа гидравлического разрыва пласта в целях интенсификации дегазации участка шахты им. С. Д. Тихова. Анализировались четыре возможных варианта дренирования углепородного массива, указанные на рис. 1, при следующих значениях входных параметров: длина и ширина расчетной области — 120 и 30 м соответственно, мощность пласта — 1.35 м, поровое давление на боковых гранях модели — 1.7 МПа, давление в скважине — 0.1 МПа, ее радиус — 0.038 м, длина интервала разрыва — 74 м.

Сравнивались расчетные значения дебитов одиночной скважины и ее же в комбинации с различно ориентированными, но равными друг другу по площади трещинами. За основу взята максимально возможная площадь вертикального разрыва, ограниченного по высоте мощностью пласта (рис. 1б). Значение этого параметра составляет  $74 \times 1.35 = 99.9 \text{ м}^2$ . С учетом расстояния между скважинами системы дегазации участка (15 м) такую же площадь будут иметь пять поперечных трещин по схеме рис. 1г или одна послонная трещина с шириной, равной мощности пласта (рис. 1в).

Уголь добычного участка имеет выраженную трещиноватость, его газопроницаемость меняется в широких пределах, что связано с развитым кливажем, неоднородным напряженным состоянием, неравномерным распределением порового давления, водонасыщенностью. Структурные особенности, хрупкость и склонность к разрушению образцов этого угля, особенно при обезвоживании, затрудняют проведение лабораторных исследований. Вследствие значительного разброса оценок коэффициента проницаемости *in situ* и в лабораторных условиях [13–16] эффективное значение этого параметра определялось из решения фильтрационной задачи для одиночной дегазационной скважины с известными пластовым давлением и дебитом газа. Среднее значение искомого параметра, полученное по семи дегазационным скважинам участка шахты им. С. Д. Тихова, составило  $\sim 1 \text{ мД}$ .

Результаты расчетов распределения порового давления при заданных входных параметрах в окрестности одиночных скважин с продольной трещиной, секущей пласт, и с пятью поперечными разрывами приведены на рис. 5.

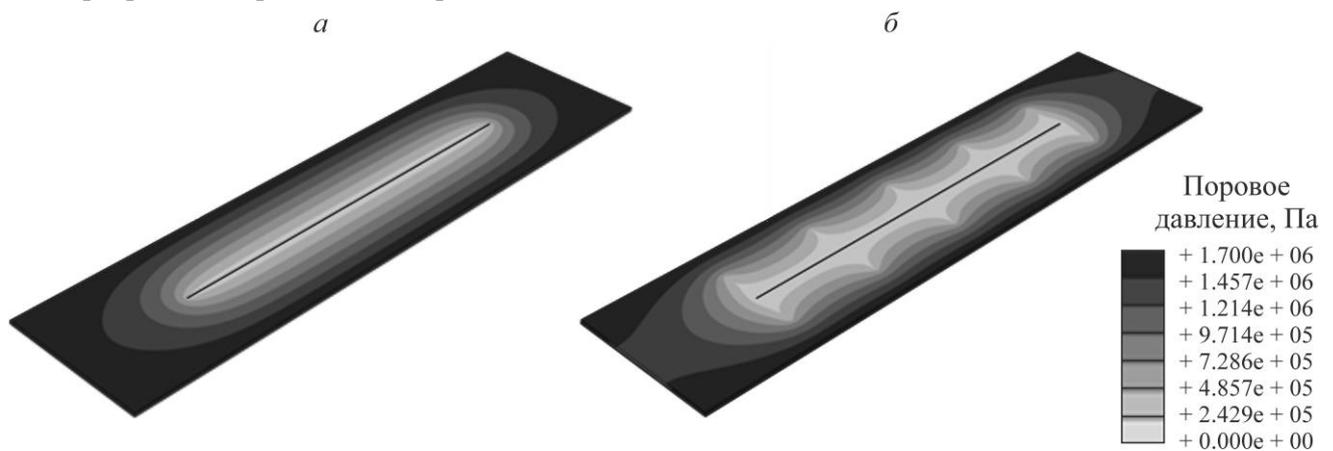


Рис. 5. Распределение порового давления в окрестности одиночных скважин с трещиной, секущей пласт (а), и с пятью поперечными трещинами (б)

В таблице приведены прогнозные и фактические значения дебитов дегазационных скважин участка для нескольких вариантов дренирования пласта. В натуральных условиях дебиты измерялись до и после выполнения в одиночной скважине трех интервальных гидравлических разрывов с образованием поперечных трещин шириной около 15 м. В связи с этим в таблицу дополнительно включены результаты моделирования такой дренажной системы.

Согласно полученным результатам, при одинаковой площади создаваемых трещин наиболее эффективны системы дренирования II и IV типов. Формирование магистральной трещины вдоль протяженного интервала разрыва (в рассматриваемом случае его длина составляет 74 м) в трещиноватых углях требует применения высокопроизводительного насосного оборудования. С большой вероятностью трещина растет вдоль ограниченного интервала скважины, распространяясь затем в кровлю и подошву пласта, что снижает эффективность гидравлического раз-

рыва пласта. По этой причине множественные разрывы поперек скважины выглядят более предпочтительно. Однако реализация такого способа в необсаженных дегазационных скважинах, пробуренных в легко разрушающихся углях, является сложной задачей, и технология не получила широкого распространения.

Расчетные и фактические показатели систем дренирования угольного пласта мощностью 1.35 м на участке шахты им. С. Д. Тихова

Тип дренажной системы	Площадь трещин, м <sup>2</sup>	Дебит газа, м <sup>3</sup> /мин	
		расчетный	фактический
<i>Основные расчеты:</i>			
I — скважина длиной 74 м	—	0.26	0.26
II — трещина вдоль скважины, секущая пласт	100	0.51	—
III — трещина шириной 1.35 м, ориентированная вдоль скважины в плоскости пласта	100	0.39	—
IV — поперечные трещины ( $N=5$ ) шириной 15 м	100	0.51	—
<i>Дополнительные расчеты:</i>			
III — трещина шириной 15 м, ориентированная вдоль скважины в плоскости пласта	1110	0.59	—
IV — поперечные трещины ( $N=3$ ) шириной 15 м	60	0.42	0.48

Опытные работы, проведенные лабораторией подземной разработки угольных месторождений ИГД СО РАН, показали, что создание на участке шахты им. С. Д. Тихова трех поперечных трещин шириной около 15 м увеличило дебит скважины по газу с 0.26 до 0.48 м<sup>3</sup>/мин, или на 84 %. Моделирование с использованием разработанной методики для тех же условий дает близкие результаты: 0.26 и 0.42 м<sup>3</sup> газа в минуту соответственно.

Очевидно, что формирование послойной трещины позволяет увеличить площадь дегазации больше, чем разрыв, секущий пласт. Так, при ширине трещины, равной расстоянию между скважинами системы дегазации участка, т. е. 15 м, расчетный дебит газа возрастает до 0.59 м<sup>3</sup>/мин, что является максимальным значением этого показателя для дренажных систем, приведенных в таблице. Но для реализации такой технологии необходимо применять специальные способы ориентирования разрывов в требуемом направлении [17].

## ВЫВОДЫ

Разработана методика моделирования фильтрации флюидов в породном массиве, обеспечивающая расчеты распределения порового давления и конфигурации потоков жидкости и газа, при разработке твердых полезных ископаемых с применением гидроразрыва. Методика входит в состав вычислительного комплекса, созданного на основе расширенного метода конечных элементов, реализованного в среде программирования SIMULIA ABAQUS, и состоит из программ инициализации входных параметров, генерации модели, построения расчетной сетки, моделирования фильтрационных процессов в трехмерной постановке с учетом зависимости проницаемости среды и проводимости трещин от горного давления и скорости течения флюидов.

Для решения практической задачи обоснования способа гидравлического разрыва при интенсификации дегазации угольного пласта методика оснащена типовой моделью углепородного массива с системами дренирования на основе различных комбинаций скважин и трещин. Сравнение расчетных и фактических дебитов одиночных скважин без разрыва и с несколькими поперечными трещинами показывает близость значений, что подтверждает работоспособность методики, возможность ее использования в проектировании технологий управления фильтрационными процессами.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Sinclair L. and Thompson J.** In situ leaching of copper: Challenges and future prospects, *Hydrometallurgy*, 2015, Vol. 157. — P. 306–324.
2. **Jeffrey R. G. and Boucher C.** Sand propped hydraulic fracture stimulation of horizontal in-seam gas drainage holes at Dartbrook coal mine, Coal Operators' Conference, University of Wollongong and the Australasian Institute of Mining and Metallurgy, University of Wollongong, 2004. — P. 169–179.
3. **Li Q., Lin B., and Zhai C.** A new technique for preventing and controlling coal and gas outburst hazard with pulse hydraulic fracturing: A case study in Yuwu coal mine, China, *Nat Hazards*, 2015, Vol. 75, No. 3. — P. 2931–2946.
4. **Shilova T., Patutin A., and Serdyukov S.** Sealing quality increasing of coal seam gas drainage wells by barrier screening method, *Int. Multidisciplinary Sci. GeoConference SGEM*, 2013, Vol. 1. — P. 701–708.
5. **Сластунов С. В., Коликов К. С., Иванов Ю. М., Мазани Е. В.** Опыт, проблемы и перспективы дегазации углепородных массивов // ГИАБ. — 2011. — № S2-1. — С. 11–21.
6. **Линник В. Ю., Поляков А. В., Линник Ю. Н.** Горно-геологические и качественные характеристики угольных пластов России, обрабатываемых подземным способом // *Изв. ТулГТУ. Науки о Земле.* — 2017. — № 3. — С. 168–182.
7. **Иванов Ю. М.** Дегазация угольных пластов при высоких нагрузках на очистной забой на шахтах ОАО “СУЭК-Кузбасс” // ГИАБ. — 2011. — № 7. — С. 363–367.
8. **Сердюков С. В., Курленя М. В., Рыбалкин Л. А., Шилова Т. В.** Влияние гидроразрыва угля на фильтрационное сопротивление зоны дренирования дегазационной скважины // *ФТПРПИ.* — 2019. — № 2. — С. 3–13.
9. **Hibbitt D., Karlsson B., and Sorensen P.** *Abaqus/CAE user's guide*, ABAQUS, 2013.
10. **Азаров А. В., Курленя М. В., Сердюков С. В.** Программный комплекс для моделирования гидравлического разрыва пласта при добыче твердых полезных ископаемых // *ФТПРПИ.* — 2020. — № 5. — С. 3–13.
11. **Сердюков С. В., Шилова Т. В., Дробчик А. Н.** Лабораторная установка и методика определения газопроницаемости горных пород // *ФТПРПИ.* — 2017. — № 5. — С. 172–180.
12. **Минский Е. М.** О турбулентной фильтрации газа в пористых средах // *Тр. ВНИИгаза.* — М.: Гостоптехиздат, 1951. — С. 64–71.
13. **Шилова Т. В., Рыбалкин Л. А., Яблоков А. В.** Прогнозирование проницаемости трещиноватых углей в условиях естественного залегания // *ФТПРПИ.* — 2020. — № 2. — С. 75–85.
14. **Pan Z., Connell L. D., and Camilleri M.** Laboratory characterization of coal reservoir permeability for primary and enhanced coalbed methane recovery, *Int. J. Coal Geol.*, 2010, Vol. 82, No. 3–4. — P. 252–261.
15. **Zhang X., Wu C., and Wang Z.** Experimental study of the effective stress coefficient for coal permeability with different water saturations, *J. Pet. Sci. Eng.*, 2019, Vol. 182. — P. 106282.
16. **Raza S. S., Ge L., Rufford T. E., Chen Z., and Rudolph V.** Anisotropic coal permeability estimation by determining cleat compressibility using mercury intrusion porosimetry and stress – strain measurements, *Int. J. Coal Geol.*, 2019, Vol. 205. — P. 75–86.
17. **Пат. 2730688 РФ.** Способ направленного гидроразрыва угольного пласта / С. В. Сердюков, А. В. Патутин, А. В. Азаров, Л. А. Рыбалкин, Т. В. Шилова // *Опубл. в БИ.* — 2020. — № 24. — С. 7.

*Поступила в редакцию 25/X 2020*

*После доработки 30/X 2020*

*Принята к публикации 03/XI 2020*