

УДК 622.83; 539.3

МОДЕЛИ И ПОДХОДЫ К РЕШЕНИЮ ЗАДАЧ ИЗУЧЕНИЯ И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ГИДРОГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ПОДРАБОТАННЫХ МАССИВАХ КАЛИЙНЫХ ПОРОД

Журавков М. А., Коновалов О. Л., Круподеров А. В.

(БГУ, г. Минск, Республика Беларусь)

Зейтц В. Э.

(РУП «ПО «Белоруськалий», г. Солигорск, Республика Беларусь)

У статті описується підхід до моделювання гідрогеомеханічних процесів на основі використання методу скінченних елементів.

The method of modeling hydrogeomechanical processes by using finite element method is described in this paper.

В последние годы внимание к сопряженным геомеханическим и гидромеханическим (в дальнейшем будем называть гидрогеомеханическим) процессам неуклонно возрастает. Это обусловлено целым рядом причин. Для месторождений соляных и калийных пород одной из наиболее существенных и важных причин является увеличение водо/рассолопритоков в выработанное пространство с увеличением масштабов отработанного пространства. Причем данное явление наблюдается на различных месторождениях с подземным способом отработки. Перемещение (геомиграция) жидкой фракции в массивах горных пород при значительных объемах выделения жидкости в выработанное пространство требует применения специальных мероприятий, зачастую весьма экономически затратных.

Под *геомиграцией жидкой фракции* в массивах горных пород, в соответствии с классическим определением, понимаем процесс пространственного перемещения жидкости в породной толще. Теоретической основой геомиграции является теория мас-

сопереноса в пористых и трещиноватых естественных и искусственных геоматериалах.

При построении механико-математических моделей будем рассматривать гидрогеомеханические процессы как процессы геомиграции многофазных сред, где в качестве твердой фракции выступают горные породы, а жидкой фазы – вода или рассолы. Кроме того, в массиве может присутствовать газообразная составляющая.

Для объективной и всесторонней характеристики состояния деформируемой твердого скелета с учетом наличия в массиве жидкой фракции при выполнении исследований необходимо учитывать большой объем характеристик различной природы. Эти характеристики чрезвычайно разнообразны, обладают пространственно-временными свойствами, и поэтому одним из наиболее приемлемых методов анализа является подход, базирующийся на построении компьютерной модели. При таком подходе на основе поступающих новых данных можно оперативно осуществлять составление и обновление различных моделей применительно к решению разнообразных задач.

Жидкость в породной толще может находиться в двух состояниях. Во-первых, как «свободная жидкость» в виде скопления свободной жидкости в некоторых конечных объемах. В этом случае жидкость перемещается в массиве путем фильтрации в поровом пространстве. Следующая ситуация – сорбированная жидкость, накапливающаяся на поверхности пор. В этом случае жидкость следует рассматривать как элемент многофазной среды, где твердым скелетом является горная порода. При этом жидкость, в свою очередь, может быть связанной или свободной и находится в поровом пространстве твердого деформируемого скелета (горных пород). Очевидно, что построение моделей, описывающих гидрогеомеханические процессы и поведение жидкой фракции, существенным образом зависит от выбора исходной базовой гипотезы.

Сделаем некоторые замечания относительно выбора базовых моделей.

Одной из основных модельных задач является задача изучения фильтрации свободной жидкости в массиве горных пород, порождаемой изменением геомеханического состояния породного массива вследствие ведения горных пород.

Анализ имеющихся экспериментальных данных показывает, что основными влияющими факторами подработки больших скоплений свободной жидкости являются:

- глубина горных работ (подработки);
- состав, свойства горных пород;
- степень их тектонической нарушенности;
- количество разрабатываемых пластов;
- взаимное расположение горных выработок и объема скопления жидкости.

Одним из методов решения поставленной проблемы является решение задачи исследования поведения двухфазной среды. Можно рассмотреть различные случаи механического поведения двухфазной среды. Наиболее распространенным является, по видимому, «упругий режим» когда напряженное состояние, возникающее в твердом деформируемом скелете, оказывает давление на жидкость, вследствие чего связанная жидкость приходит в движение; с другой стороны формирующееся давление в жидкой фазе представляет собой источник дополнительных напряжений в твердом деформируемом скелете.

Система уравнений, описывающих указанную задачу, выглядит следующим образом:

- уравнения равновесия породы с учетом порового давления жидкости

$$\begin{aligned} \frac{\partial \sigma_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{xy}}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_{xz}}{\partial z} - \frac{\partial p}{\partial x} &= 0, \\ \frac{\partial \sigma_{xy}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{yy}}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_{yz}}{\partial z} - \frac{\partial p}{\partial y} &= 0, \\ \frac{\partial \sigma_{xz}}{\partial x} + \frac{\partial \sigma_{yz}}{\partial y} + \frac{\partial \sigma_{zz}}{\partial z} - \frac{\partial p}{\partial z} + \rho g &= 0 \end{aligned} \quad (1)$$

- уравнение фильтрации жидкости с учетом влияния горного давления([1])

$$\frac{\partial p}{\partial t} = a \left(\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} \right) - \alpha_p \left(\frac{\partial (\sigma_{xx} + \sigma_{yy} + \sigma_{zz})}{\partial t} \right), \quad (2)$$

где $a = \frac{k(1 + \varepsilon)}{\gamma(a_v + \varepsilon\beta)}$, $\alpha_p = \frac{a_v}{a_v + \varepsilon\beta}$;

ε – коэффициент пористости;

β – коэффициент объемного сжатия жидкости;

a_v – коэффициент уплотнения породы пласта

$(\frac{dp_{rock}}{dt} = -a_v \frac{d\varepsilon}{dt})$;

k – коэффициент фильтрации.

К данным уравнениям следует еще добавить граничные условия и начальное распределение давлений. Решение данной системы аналитически представляется возможным довольно редко. Поэтому эффективным является использование численных методов, одним из которых является метод конечных элементов. Именно указанный метод был положен в основу компьютерного моделирования гидромеханических процессов на Старобинском месторождении калийных солей.

Опишем более подробно процедуру решения одной из модельных задач. Целью моделирования было оценить адекватность модели путем сравнения полученных результатов с экспериментальными данными. Оценивалось изменение уровня в скважине, вызванного влиянием проходки двух лав. На рис. 1 схематически представлено расположение лав (15ЮП и 19ЮП) и скважины (785 г), по которой велись наблюдения.

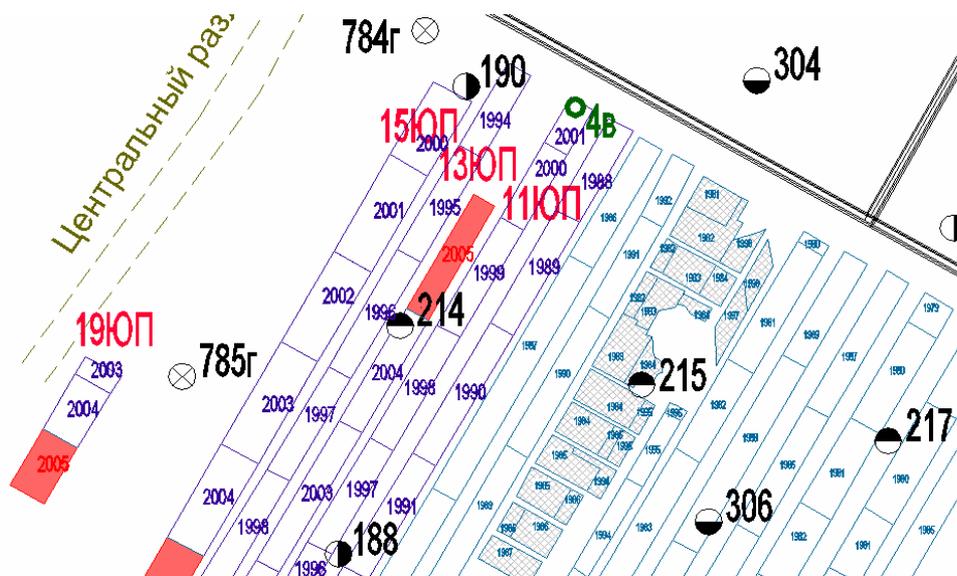


Рис. 1. Схема расположения лав и скважины

Лавы расположены на глубине 560 м, расстояние между ними 1 км, ширина каждой лавы – 200 м, длина лавы 15ЮП – 3 км, длина лавы 19ЮП – 1 км. Скорость продвижения лав 1км/год. Скважина забита на глубину 500 м. Водоносный слой находится на глубине от 400 до 500 м.

Все исходные данные были учтены при построении конечноэлементной трехмерной модели (рис. 2).

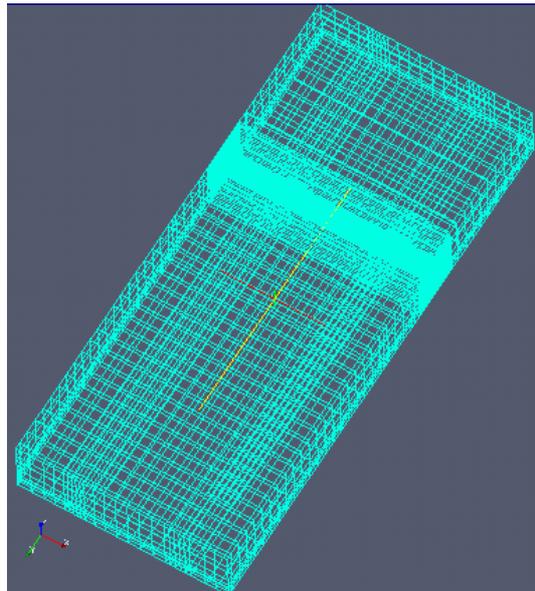


Рис. 2. Конечноэлементная сетка модели

Граничные условия в нашем случае задавались следующим образом: нижняя граница массива неподвижно закреплена; боковые границы закреплены для движения по нормали к ним; верхняя и нижняя границы водоносного пласта – непроницаемы; так как оценивается давление жидкости, вызванное влиянием горных работ, и боковые границы пласта находятся достаточно далеко от лав, то на этих границах давление принималось равным нулю, по той же причине нулевым принималось и начальное (после консолидации массива) распределение давления.

Схема решения задачи:

- Вычисление напряженно-деформированного состояния ненарушенного тяжелого массива. Гидромеханические процессы на данном этапе не рассматриваются.

- Процесс удаления элементов, моделирующих выработанное пространство. На данном этапе включаются в рассмотрение

гидромеханические процессы.

• Проведение расчетов до получения установившегося состояния массива и водного давления.

Расчеты проводились со следующими исходными данными:

- Коэффициент фильтрации – $k=10^{-9}$ м/с
- Коэффициент пористости – $\varepsilon = 0,11$
- Коэффициент объемного сжатия жидкости – $\beta = 10^{-10}$ Па⁻¹
- Коэффициент уплотнения породы пласта – $a_v = 6 \cdot 10^{-9}$ Па⁻¹
- Упругие свойства ГМТ –

$$E_1 = E_2 = 5 \text{ ГПа}, \nu_1 = \nu_2 = 0.3, G_2 = 0.28 \text{ ГПа}$$

На рисунке представлены графики напоров ($h = p/\rho g$) в месте расположения скважины. Результаты, полученные по модели, – сплошная линия, экспериментальные данные – пунктирная линия.

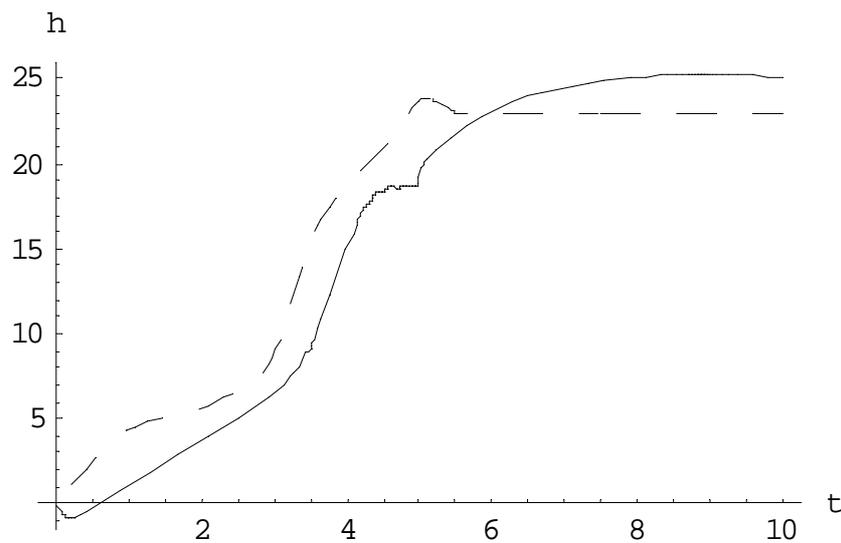


Рис. 3. Результаты расчетов

Как видно наблюдается довольно неплохое соответствие.

СПИСОК ССЫЛОК

1. Шестаков В. М. Динамика подземных вод/ В. М. Шестаков – М., Издательство, 1979.