

Секция «Математика и механика»

Определение коэффициента передачи порового давления асимптотическим методом

Мукатова Алтынай Жамаладдиновна

Студент

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова,

Механико-математический факультет, Москва, Россия

E-mail: altinay.gt@gmail.com

Задачи подземной гидромеханики, связанные с движением флюидов в порах и трещинах горных пород, являются востребованными в связи с эксплуатацией нефтяных месторождений, длительными откачками жидкости с целью водоснабжения населения или осушения территорий перед строительством. Параметром, влияющим на напряженно-деформированное состояние флюидонасыщенных массивов пород, является так называемый коэффициент передачи порового давления на скелет породы, показывающий, какая часть давления жидкости является "активной" при формировании результирующих деформаций в породе.

Таким образом, учет данного коэффициента, обозначаемого α , позволяет корректно определять эффективные напряжения. Последние важны, поскольку изменение объема породы, деформация грунта, его разрушение определяются величиной эффективных напряжений.

Ввиду важности учета α в моделях, описывающих деформирование флюидонасыщенного грунта под нагрузкой, коэффициент передачи порового давления в том или ином виде используют многие исследователи [1,5,6]. В то же время коэффициент α является сложно определяемым параметром. Не случайно разные авторы предлагают свои способы его определения, как теоретические, так и экспериментальные. Например, в уравнение равновесия модели М.Био [5] входят коэффициенты $\frac{1}{H}$ и $\frac{1}{R}$, определяющие соответственно изменение полного объема грунта (как эффективного материала) и объема пор (равного объему воды при полном насыщении породы) при изменении давления жидкости.

В работе предложен способ определения коэффициента передачи порового давления на основе метода осреднения [3]. Для демонстрации метода были проведены расчеты с помощью конечно-элементного программного комплекса. Была проанализирована зависимость этого параметра от формы пор, пористости, упругих свойств грунта. Результаты расчетов показали, что значения коэффициента α сильно варьируют в зависимости от структуры и свойств грунта. Например, наличие угловатых, вытянутых пор увеличивает значение α в 1,5 раза, а в зависимости от пористости грунта значение α меняется от 0 до 1. Следовательно, результаты исследований подтверждают необходимость учета истинного значения коэффициента α при изучении напряженно-деформированного состояния конкретных объектов.

Литература

1. Добрынин В.М. Физические свойства нефтегазовых коллекторов в глубоких скважинах. – М.: Недра, 1965. – 163 с.

2. Киселев Ф.Б., Шешенин С.В. Разностная схема для задачи нестационарной фильтрации в слоистых грунтах.// Известия Российской академии наук. Механика твердого тела. 1996. №3. – С.129.
3. Победря Б.Е. Механика композиционных материалов. – М.: Изд-во Моск. ун-та, 1984. – 336 с.
4. Шешенин С.В., Какушев Э.Р., Артамонова Н.Б. Моделирование нестационарной фильтрации, вызванной разработкой месторождений.// Вестник Московского университета. Серия 1. Математика. Механика. 2011. №5. – С.66-68.
5. Biot M.A. General theory of three-dimensional consolidation.// Journal of Applied Physics. 1941. Vol.12. – P.155-164.
6. Fatt I. Compressibility of sandstones at low to moderate pressures.// Bulletin of the American Association of Petroleum Geologist. 1958. Vol.42. No.8. – P.1924-1957.