

# ОЦЕНКА УПРУГИХ СВОЙСТВ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ СКАЛЬНЫХ ГРУНТОВ АСИМПТОТИЧЕСКИМ МЕТОДОМ ОСРЕДНЕНИЯ

Н.Б. Артамонова, С.В. Шешенин, Ю.В. Фролова, П.В. Новиков, О.Ю. Бессонова

Асимптотический метод осреднения был разработан Н.И. Бахваловым в 70-ые годы двадцатого столетия [1]. Б.Е. Победра использовал этот метод для определения упругих модулей композитов [2]. В данной работе предлагается развитие этого метода для вычисления тензора передачи порового давления на скелет породы [3,4]. Эту характеристику породы сложно определять экспериментально, а использование методики осреднения дает общий способ ее вычисления. Предлагаемый способ определения тензора передачи порового давления основан на решениях локальных задач в представительной области и аналогичен способу вычисления эффективных упругих свойств. Метод продемонстрирован на реальных грунтах с использованием конечно-элементной реализации.

**Вычисление тензора передачи порового давления.** Тензор передачи порового давления  $\alpha$  входит в формулу расчета эффективных напряжений:

$$\sigma_{ij}^{\text{eff}} = \langle \sigma_{ij}^{\text{П}} \rangle - \alpha_{ij} \langle p \rangle, \quad \sigma_{ij}^{\text{eff}} = C_{ijpq}^{\text{eff}} \langle \varepsilon_{pq} \rangle.$$

Здесь  $\langle \sigma_{ij}^{\text{П}} \rangle$  – осредненные полные напряжения,  $\sigma_{ij}^{\text{eff}}$  – осредненные эффективные напряжения в твердой фазе грунта, передающиеся по контактам между зернами породы,  $\langle p \rangle$  – осредненное давление жидкости,  $C_{ijpq}^{\text{eff}}$  – эффективные модули упругости,  $\langle \varepsilon_{pq} \rangle$  – осредненные деформации. Параметр  $\alpha$  показывает, какая часть давления жидкости является «активной» при формировании макроскопических деформаций.

Определение эффективных модулей упругости и тензора передачи порового давления базируется на осреднении уравнения равновесия неоднородной упругой пористой среды [3,4]. Стандартным способом вводятся быстрые координаты  $\xi_i$ :  $\xi_i = x_i/\varepsilon$ ,  $\varepsilon = l/L \ll 1$ , где  $x_i$  – медленные координаты,  $l$  – характерный размер представительной области (RVE) пористой среды,  $L$  – характерный глобальный размер всей пористой среды. Асимптотическое разложение перемещений имеет следующий вид:

$$u_k(x, \xi) = v_k(x) + \varepsilon N_{kpq}(\xi) v_{p,q}(x) + \varepsilon M_k(\xi) p(x) + \dots,$$

где  $N_{kpq_1 \dots q_m}(\xi)$ ,  $M_{kq_1 \dots q_m}(\xi)$  – локальные функции быстрых координат.

При подстановке выражения для  $u_k$  в уравнение равновесия:

$$[C_{ijkl} u_{k,l}]_{,j} + X_i = 0, \quad x \in \Omega_{RVE}$$

получаем локальные задачи в RVE для определения упругих модулей и коэффициента передачи порового давления. Среднее напряжение, обусловленное действием порового давления, представляется в виде:

$$\langle \sigma_{ij} \rangle = \langle C_{ijkl} M_{k,l} \rangle p.$$

Следовательно, асимптотический анализ приводит к тензору передачи порового давления:

$$\alpha_{ij} = -\langle C_{ijkl} M_{k,l} \rangle.$$

Этот метод может использоваться при исследовании образцов с любым типом анизотропии, с неоднородным материалом скелета.

**Анализ результатов расчета.** Были исследованы различные типы скальных пород – осадочных и вулканогенно-осадочных. Изучалось влияние минерального состава пород, пористости, формы пор на модули упругости и тензор передачи порового давления. Приведем для примера результаты оценки эффективных свойств карбонатных пород.

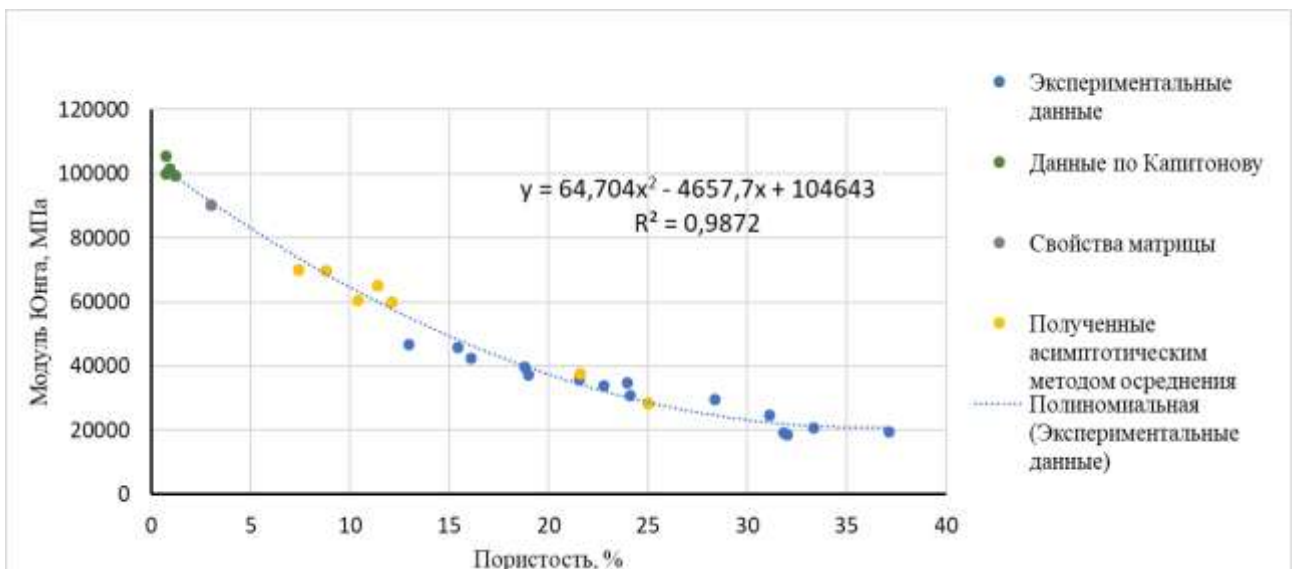


Рис. 1. Зависимость модуля Юнга чистого доломита от пористости.

На рис. 1 изображен график зависимости модуля упругости чистого доломита от пористости по результатам наших экспериментов, по данным А.М. Капитонова, В.Г. Васильева [5] и по результатам расчетов с помощью асимптотического метода осреднения. Как видно, зависимость почти точно аппроксимируется полиномиальной кривой. Результаты, полученные асимптотическим методом осреднения, хорошо согласуются с экспериментальными и литературными данными.

Исследовалась зависимость коэффициента передачи порового давления, рассчитанного асимптотическим методом осреднения, от пористости для доломитов и доломитистых известняков. Оказалось, что для диапазона значений пористости от 7 до

32% эта зависимость линейная, с увеличением пористости коэффициент передачи порового давления закономерно увеличивается (от 0,30 до 0,90).

На примере гиалокластитов Исландии изучалось влияние формы пор на коэффициент передачи порового давления. При одинаковых значениях пористости для образцов с круглыми порами величина этого коэффициента примерно в полтора раза меньше, чем для образцов с угловатыми порами.

**Выводы.** Результаты расчетов упругих модулей, выполненные асимптотическим методом осреднения, для образцов карбонатных грунтов Лефортово, гиалокластитов Исландии и вулканических туфов Камчатки совпали с результатами экспериментов, что доказывает возможность использования этого метода для определения эффективных упругих свойств реальных геологических структур.

Для определения тензора передачи порового давления использовалась разработанная авторами методика на основе асимптотического метода осреднения [4]. Изучена зависимость этой характеристики породы от пористости, формы и ориентации пор. Исследования подтверждают необходимость использования истинного значения тензора передачи порового давления при изучении напряженно-деформированного состояния массивов грунтов.

#### Библиография

1. Бахвалов Н.С., Панасенко Г.П. Осреднение процессов в периодических средах. М., Наука, 1984, 352 с.
2. Победря Б.Е. Механика композиционных материалов. М.: Изд-во МГУ, 1984. 336 с.
3. Артамонова Н.Б., Мукатова А.Ж., Шешенин С.В. Асимптотический анализ уравнения равновесия флюидонасыщенной пористой среды методом осреднения // Изв. РАН. МТТ. 2017. № 2. С.115-129.
4. Шешенин С.В., Артамонова Н.Б., Фролова Ю.В., Ладыгин В.М. Определение упругих свойств и тензора передачи порового давления горных пород методом осреднения // Вестн. МГУ. Сер. 4. Геология. 2015. № 4. С.90-97.
5. Капитонов А.М. Васильев В.Г. Физические свойства горных пород западной части Сибирской платформы. Красноярск, Сиб. федер. ун-т, 2011, 424 с.