

РЕЗУЛЬТАТЫ ИЗУЧЕНИЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ (УПРУГИХ) СВОЙСТВ ИЗВЕСТНЯКОВ ПО КЕРНУ ОТЛОЖЕНИЙ ТУРНЕЙСКОГО ЯРУСА

Зиганшин Э.Р., Нугманов И.И.

Казанский (Приволжский) Федеральный университет

eduard-ziganshin@mail.ru

Существует множество петрофизических моделей, как эмпирических, так и теоретических, при помощи которых можно получить синтетические данные упругих параметров, зная фильтрационно-емкостные свойства, минералогический состав, степень и характер насыщения [4, 5, 6, 7, 8, 11, 13]. При этом сохраняется актуальной проблема высокой неоднородности, которая не позволяет установить четкую корреляционную зависимость между акустическими и фильтрационно-емкостными свойствами [1]. Это в свою очередь вызывает трудности при выборе оптимальной модели для петроупругого моделирования.

Целью работы является комплексное петрофизическое исследование керна и выбор оптимальной модели рок-физики для данного объекта исследований.

Лабораторные измерения были выполнены по 53 образцам керна, который был отобран из продуктивной толщи известняков верхнетурнейского подъяруса, с глубин 1144 – 1158м.

Комплекс петрофизических исследований включал в себя следующее: пробоподготовка, экстрагирование, определение пористости и проницаемости по газу, определение минерального состава изучаемых образцов на рентгеновском дифрактометре, исследование акустических свойств образцов керна в условиях, моделирующих пластовые.

Как и ожидалось, на графиках зависимости «скорость-пористость» наблюдался большой разброс значений. При одной и той же пористости 10% скорость продольной волны варьировала в диапазоне от 4200 до 5500 м/с. Это свидетельствует о сложной структуре порового пространства, которую очень важно учитывать при моделировании упругих свойств.

Было проведено моделирование упругих свойств эмпирическими и теоретическими методами. Эмпирическое моделирование сводилось к оценке K_{dry} – объемного упругого модуля сухой породы. При проведении эмпирического моделирования модуль упругости вычислялся тремя различными методами: Гирцма (1961 г.), Криф и др. (1990 г), Нур и др. (1991 г.) [5, 7, 11]. Все эти методы используют значения пористости, определяют коэффициент Био (β) [3], и затем вычисляется модуль упругости. По результатам сравнительного анализа, наиболее оптимальной для оценки коэффициента Био является уравнение Нура [11], данная модель имеет максимальную сходимость с лабораторными данными. Модель Гирцма выдает завышенные значения, а модель Крифа – заниженные по сравнению с лабораторными исследованиями. Однако, для карбонатных пород, имеющих сложное строение порового пространства, эмпирическое моделирование оценки упругих свойств является наименее результативным по сравнению с теоретическим моделированием.

Теоретические модели эффективных сред представляют собой многомерные зависимости между упругими модулями (объемный модуль сжатия – K ; модуль сдвига – μ), а также объемной плотностью, минеральным составом, насыщением и геометрическими свойствами порового пространства [2, 9, 13] и характером взаимоотношения контактов зерен между собой [12].

Оптимальной моделью рок-физики была выбрана дифференциальная модель эффективной среды (Differential effective media - DEM) [10]. Моделирование проводилось в программном продукте Power Log компании CGG. Для этого использовался модуль RPM (Rock Physics Module). В дифференциальной модели эффективной среды (DEM) учитывается один из самых важных параметров, который вносит большой вклад в значения упругих свойств – формы порового пространства. Данный параметр количественно оценивается как аспектное отношение пор (АОП). Используя допущение об эллипсоидной форме пор, параметр АОП представляет собой отношение короткого радиуса эллипса к его длинному радиусу и изменяется в диапазоне значений от 0 (трещины) до 1 (поры сферической формы). Важно, что параметр АОП является упрощенным (модельным) способом описания формы пор, который связывает петрофизические свойства породы и его структурно-текстурные особенности.

Как и ожидалось, полученные результаты имеют лучшую сходимость по сравнению с данными эмпирического моделирования ($R^2=0,62$). В данном случае для исследуемой группы образцов значение АОП равно 0,13.

По результатам, изложенным в работе можно констатировать следующее: эмпирическое моделирование упругих свойств не учитывает многих параметров, которые значительно влияют на распространение скоростей упругих волн. К этим свойствам относятся объемная доля минералов, слагающих породу, упругие свойства насыщающего флюида и форма порового пространства. Поэтому применение теоретического моделирования для карбонатных пород является более корректным. Полученные результаты раскрывают возможности эмпирического и теоретического моделирования, которые подтверждаются результатами лабораторных исследований. Они могут послужить основой для выбора метода моделирования рок-физики в сложных карбонатных породах.

Литература

1. Anselmetti, F.S., Eberli, G.P [1993] Controls on sonic velocity in carbonates. *Pure Appl. Geophys.* 141, 287–323.
2. Berryman, J.G. [1981] Elastic wave propagation in fluid-saturated porous media // *J. Acoust. Soc. Am.*, Vol. 69, 416–424.
3. Biot, M.A. [1956] Theory of propagation of elastic waves in a fluid-saturated Porous Solid (I. Low frequency range, II. Higher frequency range). *J. Acoust. Soc. Amer.*, 28, 168-181.
4. Gassmann, F. [1951] *Über Die elastizität poroser medien.* *Vier der Natur. Gesellschaft in Zurich*, 96, 1–23.
5. Geertsma J. [1961] Velocity-log interpretation: The effect of rock bulk compressibility. *Soc. Pet. Eng. J.*, 1, 235-248.
6. Hashin, Z. and Shtrikman, S. [1963] A variational approach to the elastic behavior of multiphase materials. *J. Mech. Phys. Solids*, 11, 127–140.
7. Krief, M., J. Garat, J. Stellingwerff, and J. Ventre [1990] A petrophysical interpretation using the velocities of P and S waves (full waveform sonic). *The Log Analyst*, 31, 355–369.
8. Kumar M, and Han D H [2005] Pore shape effect on elastic properties of carbonate rocks *Society of Exploration Geophysicists, Expanded Abstracts* 1477–1480

9. *Kuster G.T, Toksoz M.N. [1974] Velocity and attenuation of seismic waves in two-phase media. Geophysics, Vol. 39, pp. 587–618.*
10. *Mavko, G. and Mukerji, T. [1998]. Bounds on low-frequency seismic velocities in partially saturated rocks. Geophysics, 63, 918–924.*
11. *Nur, A. and J. D. Byerlee [1971] An exact effective stress law for elastic deformation of rock with fluids. Journal of Geophysical Research Solid Earth. 76, 6414–6419.*
12. *Wang, Z. and Nur, A. [1992] Seismic and Acoustic Velocities in Reservoir Rocks, vol. 2, Theoretical and Model Studies // Soc. Expl. Geophys., Geophysics Reprint Series. Tulsa, OK: Society of Exploration Geophysicists*
13. *Xu S and Payne M A [2009] Modeling elastic properties in carbonate rock The Leading Edge pp 66-74*