

Laboratory Studies of Poroelastic Properties of the Mississippian Series Tournaisian Stage Limestones

E.R. Ziganshin* (Kazan Federal University), I.I. Nugmanov (Kazan Federal University), D.N. Zaitsev (Kazan Federal University), F.F. Khusnutdinov (Kazan Federal University)

Summary

In this paper, we have studied the poroelastic properties of the carbonate rock of the Mississippian series Tournaisian Stage. We have estimated coefficient B_0 from porosity using various predefined models. Based on the the experimental determination of the transmission times of a longitudinal and transverse ultrasonic wave we have constructed the rock physics models of the carbonates. We have compared obtained model with the results of laboratory investigations. As a result of the simulation of elastic properties and comparison with experimental data, we have concluded that the Gassmann model can be used for the carbonate rocks to construct a rock physic model. Outgoing the research results, we have shown paramount of B_0 coefficient data of carbonates to obtain best fitted petrophysical model.

Лабораторные исследования пороупругих свойств известняков Турнейского яруса

Э.Р. Зиганшин* (ФГАОУ ВО “Казанский (Приволжский) федеральный университет”),
И.И. Нугманов (ФГАОУ ВО “Казанский (Приволжский) федеральный университет”),
Д.Н. Зайцев (ФГАОУ ВО “Казанский (Приволжский) федеральный университет”),
Ф.Ф. Хуснутдинов (ФГАОУ ВО “Казанский (Приволжский) федеральный университет”).

Введение

В развитии энергетической промышленности уже давно наблюдается тенденция разработки карбонатных залежей углеводородов. Сложность строения таких месторождений заключается в высокой степени их неоднородности, которая наблюдается при любых масштабах исследований: от описания шлифов и изучения керна до полевых методов исследования. Высокая степень неоднородности и наличие естественной трещиноватости в карбонатах делают классические методы исследований малоэффективными (Ziganshin et al. 2014). Выбор оптимального режима поддержания пластового давления, правильный расчет для проведения гидроразрыва пласта, оптимизация бурения – лишь небольшая часть задач, которые могут быть решены при помощи геомеханических исследований, включая упругие и прочностные свойства горных пород (Nugmanov et al. 2018).

В данной работе была построена петрофизическая модель упругих свойств известняков Турнейского яруса. Полученная модель была сопоставлена с результатами лабораторных исследований. Также был оценен объемный модуль сжатия сухой породы и коэффициент Био. Выбрана оптимальная модель определения коэффициента Био с применением данных пористости. Помимо этого было изучено влияние степени насыщения на акустические и упругие свойства карбонатных пород.

Объект исследования и методика

Керновый материал отобран из продуктивной толщи известняков верхнетурнейского подъяруса, глубина интервала исследования 1144 – 1158м. Данный участок, согласно схеме тектонического районирования Самарского Поволжья, располагается на юго-западном склоне Южно-Татарского свода.

Исследование акустических свойств образцов керна в условиях, моделирующих пластовые, проводилось в лаборатории петрофизических методов исследования геоматериалов института геологии и нефтегазовых технологий КФУ. Эксперименты ставились на установке «ПИК-УЗ-УЭП» (Новосибирск). Аппаратурный комплекс позволяет измерять скорость прохождения продольной и поперечной ультразвуковой волны через образец. Измерения проводились при эффективном давлении 20 МПа на сухих образцах и на образцах, насыщенных водой.

Минералогический состав образцов определялся по данным оптических исследований в шлифах и рентенографического анализа в порошках.

Результаты исследований

По результатам стандартных исследований были получены данные пористости, проницаемости и объемной плотности. Проницаемость в среднем составила 0,57мД, среднее значение пористости равно 10,6 %. По результатам специальных исследований были получены данные значений скорости продольных и поперечных волн (Рисунок 1). Результаты оптико-минералогических исследований показали, что исследуемый интервал представлен

известняками, породообразующим минералом является кальцит, а примесные минералы составляют доли процентов.

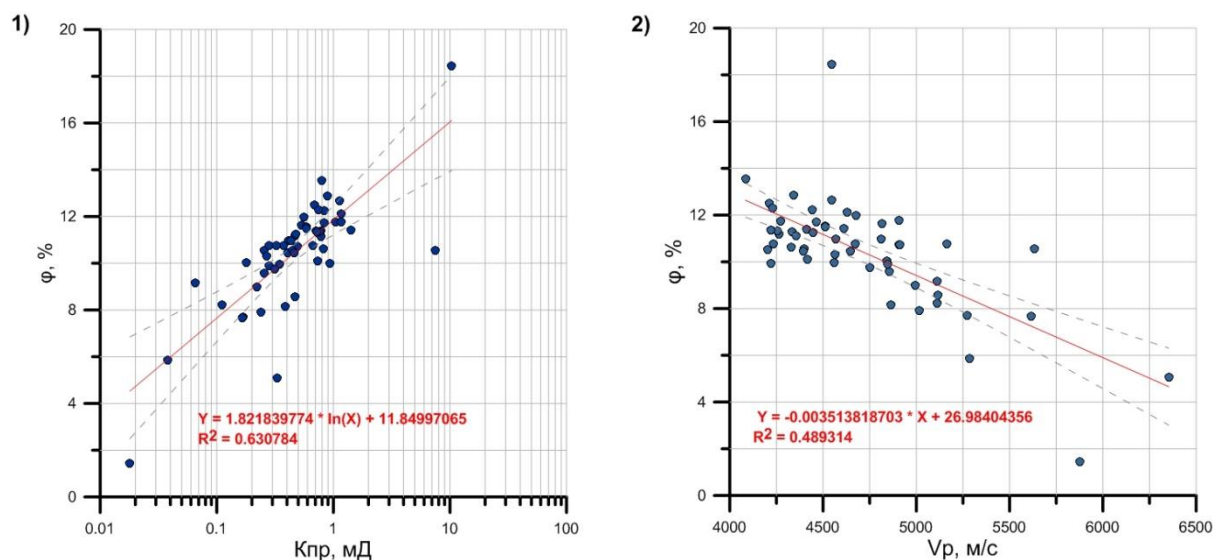


Рисунок 1. Кросс-плот анализ результатов лабораторных данных. 1) Зависимость проницаемость-пористость. 2) Зависимость скорость-пористость

Используя данные о пористости и минеральном составе образцов, становится возможным построение модели эффективной среды упругих свойств. Для описания упругих характеристик пористых сред применяют различные методы и модели, наиболее распространенными из которых являются уравнения Гассмана (Gassmann, 1951). Они представляют собой выражения для модуля всестороннего сжатия пористых насыщенных сред (Объемный модуль упругости).

K_m принят за 70 ГПа, т.к. состав пород мономинеральный (кальцит). K_f можно оценить, зная степень и характер насыщения породы. В данном случае образцы насыщались дистиллированной водой, следовательно $K_f=2.2$ ГПа. Более затруднительным является оценка K_{dry} . Часто для его оценки используют коэффициент Био (α) (Biot, 1956) согласно формуле (1):

$$K_{dry} = K_m(1 - \alpha). \quad (1)$$

Следовательно, оценка K_{dry} значительно зависит от правильной оценки α . Для оценки коэффициента Био были предложены различные формулы (Geertsma, 1961, Krief et al. 1990, Nur and Byerlee, 1971). По данным значений пористости были рассчитаны значения коэффициента Био тремя различными методами (Geertsma, 1961, Krief et al. 1990, Nur and Byerlee, 1971). Далее, были определены значения K_{dry} с использованием коэффициента Био по формуле (1), а также экспериментальным путем.

По результатам сравнительного анализа, наиболее оптимальной для оценки коэффициента Био является уравнение Нура (Nur and Byerlee, 1971). Используя в качестве критического значения пористости 20% для условий осадконакопления определенных по данным палеогеографических исследований, мы получили модель, максимально сходимую с лабораторными данными. На графике изображены смоделированные кривые K_{eff} для эффективного модуля сжатия насыщенных пород и результирующая кривая по результатам эксперимента на насыщенных образцах (Рисунок 2).

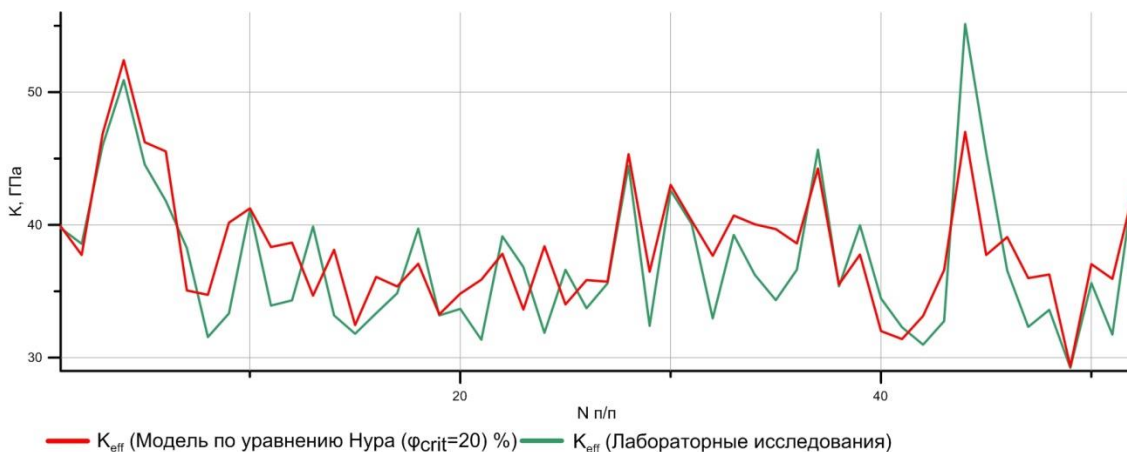


Рисунок 2. Объемный модуль сжатия насыщенных образцов, рассчитанный с учетом моделирования и определенный лабораторным методом.

Второй упругий модуль, описывающий распространение упругих волн в среде – модуль сдвига. Одним из допущений в теории Гассмана является то, что «свойства флюида не влияют на модуль сдвига породы (Gassmann, 1951)». Соответственно, данный параметр можно определить по формуле:

$$\mu_{eff} = \mu_{dry} = \mu_m(1 - \alpha), \quad (2)$$

где μ_{eff} , μ_{dry} , μ_m – это модуль сдвига насыщенной породы, сухой породы и матрицы соответственно.

Для правильной оценки модуля сдвига, необходимо использовать коэффициент Био с дополнительными поправками, которые вводились ранее.

Для определения эффективных упругих модулей среды существует множество других теорий и формул, помимо теории Гассмана. Например, для оценки упругих свойств среды, состоящей из нескольких фаз, не учитывая геометрию порового пространства, широко применяют модель Хашин-Штрикмана (Hashin and Shtrikman, 1963). Данная модель описывается следующей формулой:

$$K^{HS} = K_1 + \frac{f_2}{(K_2 - K_1)^{-1} + f_1 \left(K_1 + \frac{4}{3} \mu_m \right)^{-1}}, \quad (3)$$

где K_1 и K_2 – объемные модули сжатия первой и второй фазы, f_1 и f_2 – объемное содержание фаз, μ_m – максимальное значение модуля сдвига из имеющихся фаз.

Данная модель показывает завышенные значения, следовательно, не применима для данного объекта исследований.

Выводы

По результатам лабораторных данных значения скорости продольной волны после насыщения водой увеличиваются в среднем на 3,6 %. При уточнении коэффициента Био, посчитанная скорость продольной волны по модели Гассмана имеет значения на 9 % выше, чем в сухих образцах (Рисунок 3).

Полученные значения скорости по модели Гассмана с введенными поправками имеют достаточно хорошую сходимость с экспериментальными данными, что позволяет утверждать о

применимости данной модели для исследуемого интервала. Опробация модели Хашин-Штрикмана показала низкую сходимость с данными. Это говорит о том, что в карбонатных породах большую значимость имеет учет геометрии порового пространства. Следовательно, необходимо выбирать оптимальную модель для оценки коэффициента Био и проводить сравнительный анализ с лабораторными данными.

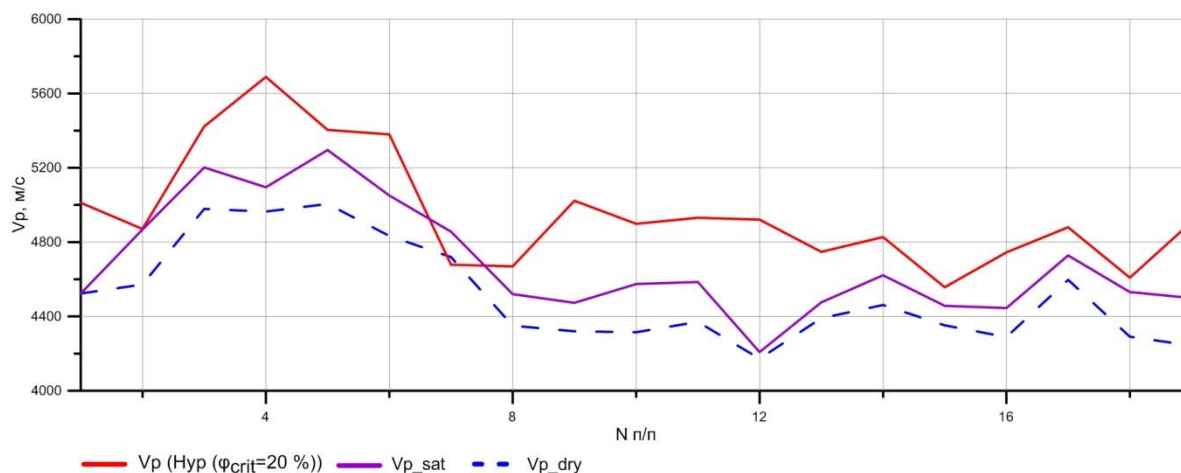


Рисунок 3. Скорость продольной волны, измеренная в сухих и насыщенных образцах, и определенная по уточненной модели Нура.

Благодарности

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ (проект №02.G25.31.0131).

Список литературы / References

1. 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.
2. Gassmann, F. [1951] Uber Die elastizitat poroser medien. Vier der Natur. *Gesellschaft in Zurich*, **96**, 1–23.
3. Geertsma J. [1961] Velocity-log interpretation: The effect of rock bulk compressibility. *Soc. Pet. Eng. J.*, **1**, 235-248.
4. Hashin, Z. and Shtrikman, S. [1963] A variational approach to the elastic behavior of multiphase materials. *J. Mech. Phys. Solids*, **11**, 127–140.
5. 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.
6. Mavko, G. and Mukerji, T. [1998]. Bounds on low-frequency seismic velocities in partially saturated rocks. *Geophysics*, **63**, 918–924.
7. Nugmanov, I.I, Starovoytov, A.V and Ziganshin, E.R. [2018] Geomechanical properties of Bashkirian carbonates from Akanskoye deposit subject to lithogenetic type. *Oil Industry*, **2**, 30-35.
8. 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.
9. Ziganshin, E.R, Khamidullina, G.S and Statcenko, E.O. [2014] Method of the flow zone indicator collector determining. *Oil Industry*, **10**, 37-39.