

## ИЗУЧЕНИЕ ВЗАИМОСВЯЗИ УПРУГИХ И ЕМКОСТНЫХ ПАРАМЕТРОВ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕОРИИ ЭФФЕКТИВНЫХ СРЕД

**Зиганшин Эдуард Ришадович<sup>1</sup>, Быстров Егор Сергеевич<sup>1</sup>, Гильфанов Салават Ильдусович<sup>1</sup>, Маркосян Миша Горович<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>ФГАОУВО Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань.

При изучении новых месторождений углеводородов очень важны петрофизические исследования, на которых базируется дальнейшая интерпретация геофизических полей. Довольно часто возникает проблема нехватки кернового материала для проведения лабораторных исследований. Несмотря на то, что в настоящий момент уже изучено большое количество кернового материала и выведены многочисленные зависимости между измеряемыми физическими параметрами горных пород, не всегда ранее полученные уравнения применимы к новым изучаемым объектам [1]. Так, например, карбонатные породы всё чаще становятся объектом повышенного интереса несмотря на то, что являются сложными по строению порового пространства и до сих пор недостаточно изучены. Это вызывает необходимость выведения новых взаимосвязей между физическими свойствами карбонатных пород [4]. Полученные петрофизические зависимости безусловно необходимы при построении различных моделей залежи (гидродинамической, геомеханической). Они позволяют восполнить неизвестные параметры по известным измеренным данным. Помимо построения эмпирических зависимостей, не стоит забывать и о более сложных уравнениях эффективных сред и построении моделей Rock Physics [5]. В данной работе представлены результаты лабораторных (петрофизических, литологических) исследований кернового материала карбонатных пород: объемная плотность, пористость, проницаемость, скорость прохождения продольной и поперечной ультразвуковой волны, модуль Юнга, коэффициент Пуассона, предел прочности на одноосное сжатие, а также исследования связей между различными физическими свойствами горных пород на основе моделей Rock Physics.

Для исследования было отобрано 37 цилиндрических образцов кернового материала из нефтяной скважины, расположенной в западной части Южно-Татарского свода (Республика Татарстан). Интервал отбора керна составил 935 – 1008 м. Верхняя часть интервала (935 – 952 м) представлена породами верейского горизонта, а нижняя часть (952 – 1008 м) – породами башкирского яруса.

Первый этап изучения включал в себя лабораторные исследования керна. Сперва проводилось выбуривание образцов цилиндрической формы, их торцевание и шлифовка. Один длинный цилиндрический образец делился на два: для геомеханических испытаний и для измерения фильтрационно-емкостных параметров. Далее на образцах измерялись следующие характеристики: объемная плотность, открытая пористость, проницаемость по газу, скорости прохождения продольной и поперечной волны с вычислением динамических модуля Юнга и коэффициента Пуассона, статические модуль Юнга и коэффициент Пуассона, предел прочности при одноосном сжатии.

Второй этап изучения состоял из анализа полученных параметров. Были построены зависимости между различными петрофизическими свойствами, сопоставлены с известными эмпирическими зависимостями, а также были выведены и собственные уравнения, описывающие взаимосвязи физических параметров.

С целью улучшения корреляционной зависимости между пористостью и упругими свойствами, был использован метод рок физики. Для этого использовалось уравнение из теории эффективных сред. В данном случае было применено уравнение Берримана для самосогласованной теории [2]:

$$\sum_{i=1}^N x_i (K_i - K_{SC}) P^{mi} = 0 \quad (1)$$

$$\sum_{i=1}^N x_i (\mu_i - \mu_{SC}) Q^{mi} = 0 \quad (2)$$

$x_i$  – объемное содержание включений,  $K_{SC}$ ,  $\mu_{SC}$  – модуль сжатия и сдвига вмещающей среды,  $K_i$ ,  $\mu_i$  – модуль сжатия и сдвига включений соответственно. Коэффициенты  $P^{mi}$  и

$Q^{mi}$  характеризуют влияние включений материала  $i$  на вмещающую среду  $m$  (Таблица 1). В качестве включений минерального скелета использовались включения в форме сферы. Так как все образцы более чем на 98 % состоят из кальцита (по данным минералогических исследований), то объёмные модули сжатия и сдвига были приняты равными модулю сжатия и сдвига кальцита ( $K=75$  ГПа,  $\mu=30$  ГПа). Включения пор описывались формой уплощенной монеты, то есть все поры представлялись в виде эллипса, форма которой контролируется параметром аспектного отношения пор –  $\alpha$ . Предполагалось, что поры заполнены водой, объёмный модуль сжатия был равен 2 ГПа, модуль сдвига равен нулю. Методом подбора определялось среднее значение аспектного отношения пор, соответствующее максимальной сходимости модельных данных с реальными.

Таблица 1

Расчет коэффициентов  $P$  и  $Q$  при разных формах внедрений минералов

Формы включений	$P^{mi}$	$Q^{mi}$
Сферические (Sphere)	$\frac{K_m + \frac{4}{3}\mu_m}{K_i + \frac{4}{3}\mu_m}$	$\frac{\mu_m + \zeta_m}{\mu_i + \zeta_m}$
Форма уплощенной монеты (Penny cracks)	$\frac{K_m + \frac{4}{3}\mu_i}{K_i + \frac{4}{3}\mu_i + \pi\alpha\beta_m}$	$\frac{1}{5} \left( 1 + \frac{8\mu_m}{4\mu_i + \pi\alpha(\mu_m + 2\beta_m)} + 2 \frac{K_i + \frac{2}{3}(\mu_i + \mu_m)}{K_i + \frac{4}{3}\mu_i + \pi\alpha\beta_m} \right)$
$\beta = \mu \frac{(3K+\mu)}{(3K+4\mu)}, \gamma = \mu \frac{(3K+\mu)}{(3K+7\mu)}, \zeta = \frac{\mu(9K+8\mu)}{6(K+2\mu)}, \alpha = \text{аспектное отношение пор}$		

В ходе литологического изучения кернового материала были выделены два основных литологических типа карбонатных пород, как в породах башкирского яруса, так и в верейском горизонте. По своим структурным особенностям они подразделяются на два типа (согласно классификации Данхема): грейнстоуны и пакстоуны. Грейнстоуны на 85-90 % состоят из органических остатков, и на 10-15 % из цементирующего вещества. Пакстоуны на 70-75 % состоят из органических остатков, и на 25-30 % из цементирующего вещества. Поры по происхождению в основном – поры выщелачивания, они не имеют конкретного направления или вытянутости, преимущественно являются межформенными, реже – внутриформенными.

По измеренным свойствам породы башкирского яруса и верейского горизонта не обладают явными различиями. Как упруго-прочностные, так и фильтрационно-емкостные параметры варьируют в широком диапазоне, как в одной, так и в другой группе пород. То же самое можно сказать и про литологические типы (грейнстоун, пакстоун), явного различия по физическим свойствам не наблюдается.

Одной из основных целей лабораторных исследований керна является построение петрофизических зависимостей. Несмотря на наличие большого числа эмпирических уравнений, желательно строить для каждого объекта исследований свои зависимости, либо уточнять существующие. Так как в данной работе были измерены упруго-прочностные свойства, то выведенные зависимости безусловно будут ценны при геомеханическом моделировании. Далее, на рисунке 1 представлены результаты корреляционно-регрессионного анализа.

Как видно из графика « $V_p$  - пористость» на рисунке 1д, наблюдается большой разброс значений. Образцы, обладающие одной и той же скоростью прохождения продольной волны, могут иметь пористость от 5 до 20 %. Такая высокая дисперсия вызвана разнообразием форм порового пространства. И чтобы учесть форму пор, обычно используют уравнения эффективных сред, где используется параметр аспектного отношения, который характеризует форму включений (минералов, пор) во вмещающую среду (породу). В данном случае для моделирования упругих свойств было использовано уравнение самосогласования

по методу Берримана [1, 2]. Было сделано допущение, что матрица является мономинеральной и полностью состоит из кальцита ( $K=75$  ГПа,  $\mu=30$  ГПа), а поры полностью заполнены водой ( $K=2$  ГПа,  $\mu=0$ ).

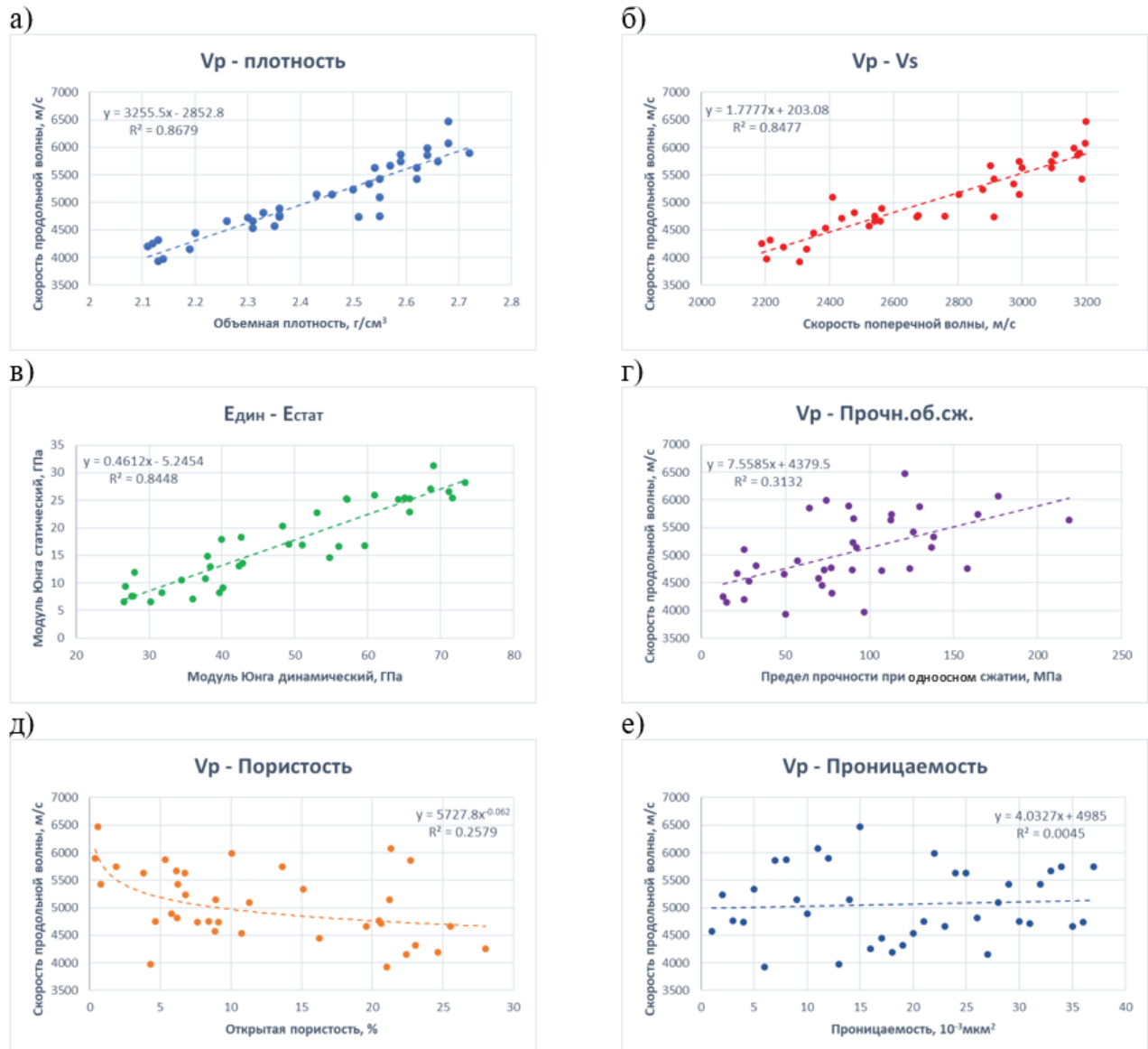


Рисунок 1. Графики зависимости между физическими параметрами

Включения минералов во вмещающую среду имели сферическую форму, а поры, насыщенные водой, имели форму эллипса произвольной ориентации. Далее вычислялись упругие модули результирующей среды методом итераций до тех пор, пока модули на двух последующих итерациях не различались между собой на величину, которую можно считать пренебрежимо малой (0.01 ГПа). Такой цикл был проделан для каждого значения аспектного отношения пор.

В целом, метод Берримана позволяет довольно точно смоделировать упругие модули для карбонатных пород. Теперь можно разделить все измеренные образцы на несколько групп, с учетом аспектного отношения пор, то есть с учетом порового пространства. Чем выше параметр аспектного отношения, тем более «жесткие» поры находятся в породе. Если разделить все имеющиеся образцы на три условные группы с разным аспектным отношением пор (АОП), то корреляционные связи между скоростью и пористостью значительно возрастают (рисунок 2).

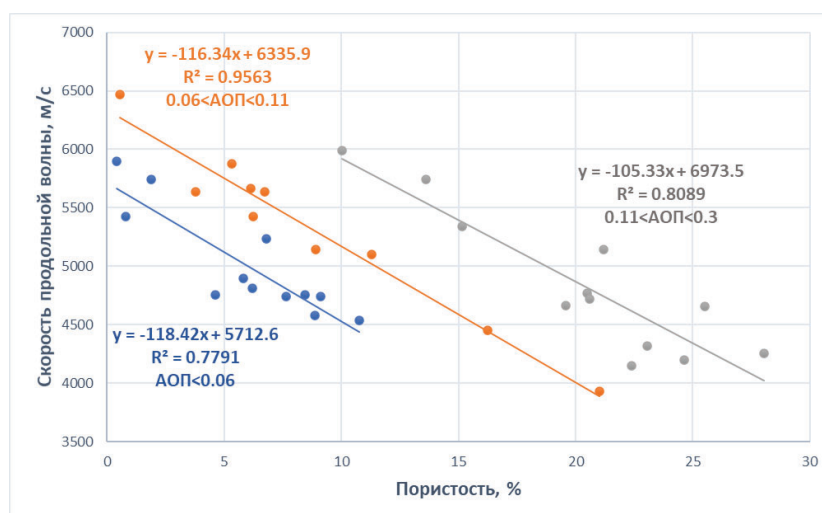


Рисунок 2. График зависимости скорость – пористость с разделением по форме пор

Построение петрофизических зависимостей на базе керновых исследований являются надежной основой, как для сейсмической инверсии, так и для геомеханического моделирования, для установления достоверной зависимости между динамическими и статическими упругими параметрами. В результате появляется возможность восстановить недостающие параметры по измеренным данным и использовать их для построения одномерных геомеханических моделей и дизайна ГРП, а также для решения многих прикладных задач, требующих знания параметров, которые невозможно или довольно сложно измерить вне лаборатории.

В связи с высоким разбросом скорости и пористости, применение эмпирической зависимости для определения неизвестной величины по известным данным может вносить большие ошибки. Для решения данной проблемы необходимо подробное изучение порового пространства карбонатных пород и применение более сложных моделей, способных корректно предсказывать фильтрационно-емкостные параметры по известным упругим свойствам и наоборот. В данном случае были опробованы петрофизические уравнения теории эффективных сред. Для исследуемых карбонатов в настоящей работе метод Берримана оказался вполне применимым. Благодаря разделению карбонатных пород на группы по форме порового пространства, можно значительно улучшить зависимость между пористостью и скоростью продольной волны. Петрофизическое моделирование (рок-физика) может применяться для снижения неопределенности в поле зависимости пористости и упругих свойств, не только в рамках лабораторных исследований, но и в масштабах скважины, с применением каротажных данных, подкрепленных петрофизическими и петрографическими исследованиями.

#### Список используемой литературы

1. Anselmetti F.S. Controls on sonic velocity in carbonates / F.S. Anselmetti, G.P. Eberli // Pure and Applied Geophysics PAGEOPH. – 1993. – № 141 (2-4). – P. 287–323.
2. Berryman J.G. Mixture theories for rock properties / J.G. Berryman // Rock physics and phase relations, A handbook of physics constants. – 1995. – P. 205–228.
3. Berryman J.G. Confirmation of Biot's theory / J.G. Berryman // Appl. Phys. Lett. – 1980a. – № 37. – P. 382–384.
4. Lucia F.J. Carbonate reservoir characterization / F.J. Lucia. – New York: Springer-Verlag, 1999. – 226 p.
5. Mavko G. The rock physics handbook / G. Mavko, T. Mukerji, J. Dvorkin. – 2nd ed. – Cambridge University Press, 2009. – 511 p.