



УДК 622.276+622.357.1.023.2

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2020

ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТЕЙ МЕЖДУ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИМИ СВОЙСТВАМИ ПЕСЧАНИКА И СКОРОСТЬЮ ПРОХОЖДЕНИЯ УПРУГИХ ВОЛН

Г.М. Пеньков, Д.А. Карманский, Д.Г. Петраков

Санкт-Петербургский горный университет (199106, Россия, г. Санкт-Петербург, Васильевский остров, 21-я линия, 2)

STUDY OF THE RELATIONSHIPS BETWEEN PHYSICAL AND MECHANICAL PROPERTIES OF THE SANDSTONE AND VELOCITY OF ELASTIC WAVES

Grigorii M. Penkov, Daniil A. Karmanskiy, Dmitrii G. Petrakov

Saint Petersburg Mining University (2 21st line, Vasilyevsky island, Saint Petersburg, 199106, Russian Federation)

Получена / Received: 02.10.2019. Принята / Accepted: 10.01.2020. Опубликовано / Published: 02.03.2020

Ключевые слова:

напряженно-деформированное состояние пласта, коэффициент Пуассона, модуль Юнга, продольная волна, поперечная волна, предел прочности при одноосном сжатии.

Key words:

reservoir stress state, Poisson's ratio, Young modulus, primary wave, secondary wave, uniaxial compressive strength.

При проектировании разработки месторождения углеводородов необходимо детально оценивать запасы нефти и газа и их выработку. Первым этапом проектирования является построение геологической модели, позволяющей определить величину запасов углеводородов. Вторым этапом осуществляется гидродинамическое моделирование. Одна из целей гидродинамического моделирования – изучение фильтрационных процессов, которые зависят от многих факторов. Правильное описание этих факторов обеспечит точные расчеты основных показателей разработки. Фильтрационные процессы тесно связаны с физико-механическими свойствами породы-коллектора. Эти параметры можно оценивать с помощью разных методов, один из которых – замер скорости прохождения упругих волн.

В статье представлены результаты лабораторных исследований, устанавливающих зависимости между некоторыми физико-механическими свойствами горных пород песчаника и скоростью прохождения продольной и поперечной волн. Динамические показатели (модуль Юнга и коэффициент Пуассона) определялись на основании ASTM D2845-08. Предел прочности горных пород при одноосном сжатии находили в соответствии с ГОСТ 21153.2-84. Испытывали образцы песчаника с целью оценки зависимости скорости прохождения продольной и поперечной волн от предела прочности на одноосное сжатие, динамического модуля Юнга и динамического коэффициента Пуассона в коллекторах из песчаника. В результате лабораторных исследований были получены эмпирические зависимости предела прочности при одноосном сжатии (σ_c), динамическом модуле упругости (E), коэффициенте Пуассона (η) и скорости прохождения продольных (V_p) и поперечных волн (V_s), которые позволяют отслеживать их изменения в течение всего периода разработки месторождений нефти и газа. Дана оценка полученных значений на всем диапазоне измерений.

The design of a hydrocarbon reservoir engineering requires a detailed evaluation of oil and gas reserves and its production. The first stage of design is the construction of a geological model that allows you to determine the amount of hydrocarbon reserves. The second stage is hydrodynamic simulation. One of the goals of hydrodynamic simulation is the study of filtration processes, which depend on many factors. A correct description of these factors will ensure accurate calculations of the main development indicators. Filtration processes are closely related to the physical and mechanical properties of the reservoir rock. These parameters can be evaluated using various methods. One of these methods is measuring the speed of propagation of elastic waves. The article presents the results of laboratory studies that establish the relationship between some physical and mechanical properties of sandstone and the speed of the primary and secondary waves. Dynamic indicators (Young's modulus and Poisson's ratio) were determined based on ASTM D2845-08. The ultimate tensile strength of rocks under uniaxial compression was determined in accordance with GOST 21153.2-84. The tests were carried out on sandstone samples. The purpose of these studies was to evaluate the dependence of the primary and secondary wave velocity on the uniaxial compression strength, dynamic Young's modulus, and dynamic Poisson's ratio in sandstone reservoirs. As a result of laboratory studies, empirical dependences of the uniaxial compression tensile strength (σ_c), dynamic elastic modulus (E), Poisson's ratio (η) and the propagation velocity of primary (V_p) and secondary waves (V_s) were obtained, which will allow tracking their changes during the entire period of development of oil and gas fields. The obtained values are estimated over the entire measurement range.

Пеньков Григорий Михайлович – аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений (тел.: +007 911 826 97 78, e-mail: penkovgrigoriy@gmail.com).

Карманский Даниил Александрович – инженер лаборатории физико-механических свойств и разрушения горных пород (тел.: +007 921 865 20 64, e-mail: karmanskiy.da@yandex.ru).

Петраков Дмитрий Геннадьевич – кандидат технических наук, доцент, декан нефтегазового факультета (тел.: +007 921 788 19 62, e-mail: petrakovdg@mail.ru). Контактное лицо для переписки.

Grigorii M. Penkov (Author ID in Scopus: 57193449722) – PhD student at the Department of Reservoir Engineering (tel.: +007 911 826 97 78, e-mail: penkovgrigoriy@gmail.com).

Daniil A. Karmanskiy (Author ID in Scopus: 57209507897) – Engineer of the Laboratory Physical and Mechanical Properties and Rock Failure (tel.: +007 921 865 20 64, e-mail: karmanskiy.da@yandex.ru).

Dmitriy G. Petrakov (Author ID in Scopus: 57015158900) – PhD in Engineering, Head of the Department of Reservoir Engineering (tel.: +007 921 788 19 62, e-mail: petrakovdg@mail.ru). The contact person for correspondence.

Введение

Одним из основных параметров, влияющих на процесс течения жидкости сквозь пористый материал, является проницаемость. Эта величина зависит от многих процессов [1–7]. Изменение напряженно-деформированного состояния (НДС) – одно из таких явлений. На НДС влияют многие факторы, например:

1. Прочностные свойства горных пород. Многими авторами рассматривается изменение физико-механических свойств, следовательно и НДС, при различных геологических условиях [8–12].

2. Горное и поровое давление. Большое количество работ посвящено выявлению влияния порового и горного давления на НДС, а также параметров, воздействующих на них [13–39].

3. Свойства насыщающей жидкости и др.

Зависимость между физико-механическими свойствами горных пород и свойствами насыщающих жидкостей рассмотрена во многих работах [40–43].

Для оценки зависимости НДС от физико-механических свойств существует большое количество методов, один из них – измерение скорости прохождения упругих волн.

Вовлечение новых запасов нефти и управление процессами разработки осуществляется с применением геофизических исследований скважин, 2D-, 3D-сейсморазведки, вертикального сейсмического профилирования и пр.

Геофизические исследования применяют:

- при изучении геологического строения разреза скважин;
- выделении пластов коллекторов нефти и газа;
- контроле координат ствола наклонных скважин;
- подсчете запасов;
- определении технического состояния ствола скважины;
- контроле качества цементирования обсадных колонн;
- интенсификации добычи нефти.

В основе акустических методов используются данные о скорости прохождения упругих продольных и поперечных волн в породах. На величину скорости прохождения волн оказывают влияние минералогический и гранулометрический состав слагающих пород, их

плотность, пористость, наличие флюидов в порах пород и другие факторы. Анализ полученных в результате исследований данных позволит определить тип и физические свойства пород в пласте. Вопросами установления зависимости свойств горных пород от скоростей прохождения волн занималось большое количество ученых [44–47].

Метод акустического прозвучивания может применяться для определения физико-механических свойств (динамический модуль упругости Юнга, коэффициент Пуассона, предел прочности на одноосное сжатие). Определение физико-механических свойств необходимо при бурении скважин, при выборе технологий их заканчивания, проведении мероприятий по интенсификации притока, для выбора технологически эффективного варианта разработки и мониторинга напряженно-деформированного состояния пласта в процессе добычи нефти. Например, учет изменения НДС необходим при прогнозировании роста трещин в процессе гидроразрыва пласта. Изменение НДС за счет снижения пластового давления также приводит к ухудшению фильтрационно-емкостных свойств.

Постановка цели и задач исследований

Для упрощения мониторинга изменения параметров, характеризующих НДС, предлагается установление эмпирических зависимостей между свойствами пород и скоростью прохождения продольной и поперечной волн.

Цель исследований – оценка зависимости скорости прохождения продольной и поперечной волн от предела прочности на одноосное сжатие, динамического модуля Юнга и динамического коэффициента Пуассона в коллекторах из песчаника.

Задачи:

1. Проведение лабораторных исследований для измерения скорости прохождения упругих волн и предела прочности при одноосном сжатии [48].

2. Выявление зависимости скорости прохождения упругих продольных и поперечных волн от предела прочности при одноосном сжатии, динамического модуля упругости и коэффициента Пуассона.

Результаты проведенных исследований

Для проведения испытаний были отобраны образцы песчаника с месторождения X. Было определено время прохождения продольной и поперечной волн, рассчитаны их скорости [49]:

$$V_P = L_P/T_P, \quad (1)$$

$$V_S = L_S/T_S,$$

где V_P , V_S – скорость прохождения продольной и поперечной волн, м/с; L_P , L_S – длина прохождения волны, м; T_P , T_S – время прохождения продольной и поперечной волн, с.

Модуль упругости Юнга E , Па, и коэффициент Пуассона μ были определены по формулам [1]

$$E = \frac{\rho V_S^2 (3V_P^2 - 4V_S^2)}{V_P^2 - V_S^2}, \quad (2)$$

$$\mu = \frac{V_P^2 - 2V_S^2}{2(V_P^2 - V_S^2)},$$

где ρ – плотность, кг/м³.

После определения динамических характеристик образцов были проведены испытания для вычисления предела прочности при

одноосном сжатии. Результаты зависимостей, полученных в результате лабораторных исследований, приведены на рис. 1.

Для оценки точности выявленных зависимостей была проведена проверка путем определения значений с помощью данных формул и сравнения с показателями, полученными в ходе лабораторных исследований. Ошибка в рассчитанных значениях оценивается расстоянием от диагональной линии 1:1. Результаты проверки представлены на рис. 2.

Выводы

По результатам проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

1. Определены эмпирические зависимости предела прочности при одноосном сжатии σ_c , динамическом модуле упругости E , коэффициенте Пуассона η и скорости прохождения продольных V_P и поперечных V_S волн:

$$\sigma_c = 0,247V_P - 32,232, R^2 = 0,757,$$

$$\sigma_c = 0,0607V_S - 54,105, R^2 = 0,704,$$

$$E = 0,0104V_P - 13,489, R^2 = 0,992,$$

$$E = 0,0264V_S - 24,07, R^2 = 0,990,$$

$$\eta = 4 \cdot 10^{-5}V_P + 0,138, R^2 = 0,741,$$

$$\eta = 0,0001V_S + 0,1041, R^2 = 0,646,$$

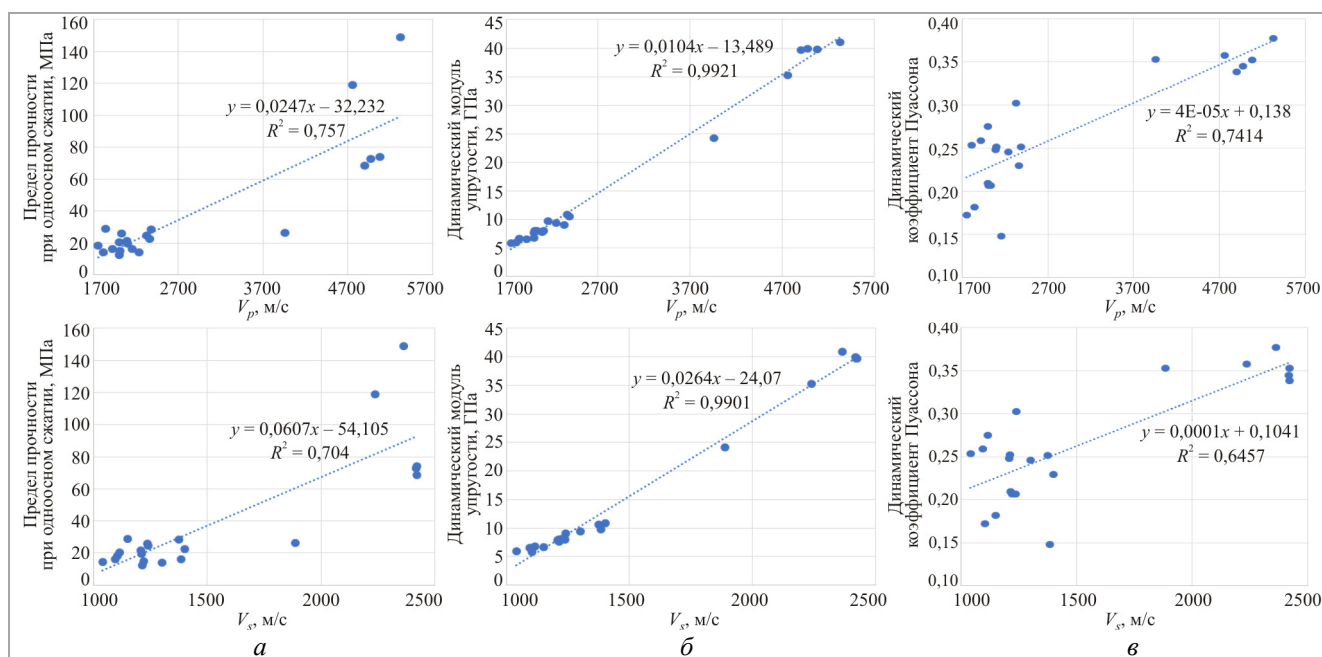


Рис. 1. Зависимость: а – предела прочности при одноосном сжатии; б – динамического модуля упругости; в – коэффициента Пуассона от скорости прохождения продольной V_P и поперечной волн V_S

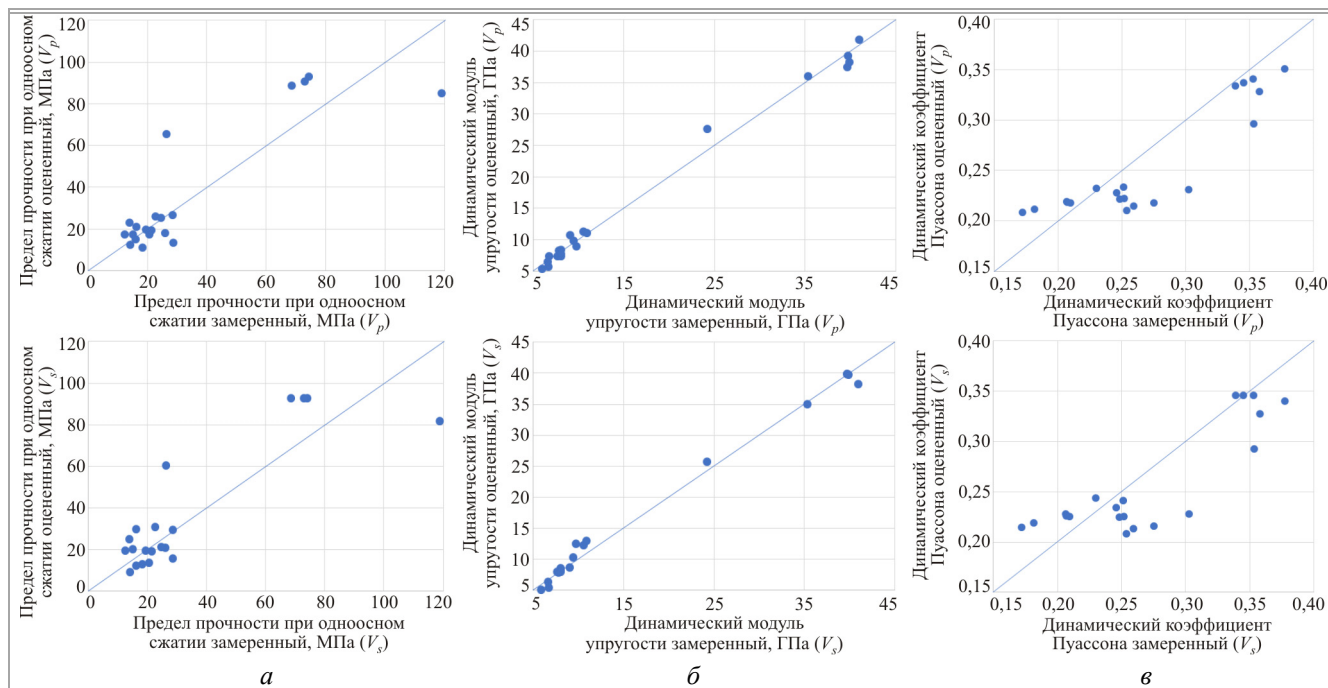


Рис. 2. Сравнение замеренного и расчетного значения σ_c (а); E (б) и η (в) (при прохождении продольных и поперечных волн)

2. Данные зависимости позволят отслеживать изменения прочностных и упругих свойств, а следовательно, и фильтрационных характеристик породы-коллектора в течение всего периода разработки месторождений нефти и газа.

Библиографический список

1. How permeability depends on stress and pore pressure in coalbeds: a new model / I. Palmer [et al.] // SPE annual technical conference and exhibition / Society of Petroleum Engineers, 1996. – P. 557–564.

2. Permeability measurement of organic-rich shale-comparison of various unsteady-state methods / G. Jin [et al.] // SPE Annual Technical Conference and Exhibition / Society of Petroleum Engineers, 2015. – DOI: <https://doi.org/10.2118/175105-MS>

3. Fischer G.J. The determination of permeability and storage capacity: pore pressure oscillation method // International Geophysics. – Academic Press, 1992. – Vol. 51. – P. 187–211.

4. Николаевский В.Н. Геомеханика и флюидодинамика. – М.: Недра, 1996. – С. 123–130.

5. Бан А., Басниев К.С., Николаевский В.Н. Об основных уравнениях фильтрации в сжимаемых пористых средах // Прикладная

механика и техническая физика. – 1961. – № 3. – С. 52–56.

6. Влияние свойств горных пород на движение в них жидкости / А. Бан [и др.]. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – С. 158–187.

7. Механика насыщенных пористых сред / В.Н. Николаевский [и др.]. – М., 1970. – С. 35–72.

8. Лукин С.В., Дубиня Н.В. Совмещенное геомеханическое и гидродинамическое моделирование поведения нефтенасыщенного пласта в SIMULIA ABAQUS [Электронный ресурс]. – URL: https://tesis.com.ru/infocenter/downloads/abaqus/abaqus_es15_5.pdf (дата обращения: 12.09.2019).

9. Reservoir geomechanics in carbonates / O. Hamid [et al.] // SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference / Society of Petroleum Engineers. – Manama, 2017. – DOI: <https://doi.org/10.2118/183704-MSpdf>

10. Coupled geomechanics and flow simulation on corner-point and polyhedral grids / O. Andersen [et al.] // SPE Reservoir Simulation Conference / Society of Petroleum Engineers. Montgomery, 2017. DOI: <https://doi.org/10.2118/182690-MS>

11. Development of efficiently coupled fluid-flow/geomechanics model to predict stress evolution in unconventional reservoirs with

complex-fracture geometry / A. Sangnimmuan [et al.] // SPE Journal. – 2018. – Vol. 23. – № 03. – P. 640–660.

12. Зобак М.Д. Геомеханика нефтяных залежей. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. – XVIII. – 480 с.

13. Справочник инженера-нефтяника. Т. II. Инжиниринг бурения. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2014. – 1064 с.

14. Болдина С.В. Оценка пороупругих параметров резервуара подземных вод по данным уровнемерных наблюдений на скважине Ю35, Камчатка // Вестник КРАУНЦ. Серия: Науки о Земле. – 2004. – № 2. – С. 109–119.

15. Terzaghi K. The shearing resistance of saturated soils and the angle between the planes of shear // First international conference on soil Mechanics. – 1936. – Vol. 1. – P. 54–59.

16. Terzaghi K. Theoretical soil mechanics. – London: Chapman And Hall, Limited, 1951. – P. 123–130.

17. Biot M.A. General theory of three dimensional consolidation // Journal of Applied Physics. – 1941. – Vol. 12, № 2. – P. 155–164.

18. Nur A., Byerlee J. D. An exact effective stress law for elastic deformation of rock with fluids // Journal of Geophysical Research. – 1971. – Vol. 76, № 26. – P. 6414–6419.

19. Wang H.F. Theory of linear poroelasticity with applications to geomechanics and hydrogeology. – Princeton University Press, 2017. – P. 26–49.

20. Skempton A.W. The pore-pressure coefficients A and B // Geotechnique. – 1954. – Vol. 4, № 4. – P. 143–147.

21. Skempton's A – a key to man-induced subsurface pore pressure changes [Электронный ресурс] / R.M. Holt [et al.] // 52nd US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – American Rock Mechanics Association, 2018. – URL: https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2018-949?sort=&start=0&q=Skempton%20s+A+%E2%80%93+a+key+to+man-induced+subsurface+pore+pressure+changes+%2F+Holt+R.M&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25# (дата обращения: 12.09.2019).

22. Comparisons of Biot's coefficients of bakken core samples measured by three methods

[Электронный ресурс] / K. Ling [et al.] // 50th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – American Rock Mechanics Association, 2016. – URL: https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2016-030?sort=&start=0&q=Comparisons+of+Biot%27s+Coefficients+of+Bakken+Core+Samples+Measured+by+Three+Methods&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25# (дата обращения: 12.09.2019).

23. Estimation of Biot's effective stress coefficient from well logs / X. Luo [et al.] // Environmental earth sciences. – 2015. – Vol. 73, № 11. – P. 7019–7028.

24. King M.S., Marsden J.R., Dennis J.W. Biot dispersion for P-and S-wave velocities in partially and fully saturated sandstones // Geophysical Prospecting. – 2000. – Vol. 48, № 6. – P. 1075–1089.

25. Determination of Biot's effective-stress coefficient for permeability of Nikanassin sandstone / L.P. Qiao [et al.] // Journal of Canadian Petroleum Technology. – 2012. – Vol. 51, № 03. – P. 193–197.

26. He J., Rui Z., Ling K. A new method to determine Biot's coefficients of Bakken samples // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2016. – Vol. 35. – P. 259–264.

27. Effective stress coefficient for uniaxial strain condition [Электронный ресурс] / M.M. Alam [et al.] // 46th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – American Rock Mechanics Association, 2012. – URL: https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2012-302?sort=&start=0&q=Effective+stress+coefficient+for+uniaxial+strain+condition&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25# (дата обращения: 12.09.2019).

28. Measuring the biot stress coefficient and its implications on the effective stress estimate [Электронный ресурс] / A. Neramoen [et al.] // 47th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – American Rock Mechanics Association, 2013. – URL: https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2013-282?sort=&start=0&q=Measuring+the+biot+stress+coefficient+and+is+implications+on+the+effective+stress+estimate&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25# (дата обращения: 12.09.2019).

29. A combined method to measure biot's coefficient for rock [Электронный ресурс] / X. Zhou [et al.] // 49th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – American Rock Mechanics Association, 2015. – URL: https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2015-584?sort=&start=0&q=A+com-bined+method+to+measure+biot%E2%80%99s+coefficient+for+rock&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25# (дата обращения: 12.09.2019).
30. Experimental evaluation of Biot's poroelastic parameter – three different methods / J.A. Franquet [et al.] // Rock Mechanics for Industry. – 1999. – P. 349–355.
31. Biot's effective stress coefficient evaluation: static and dynamic approaches [Электронный ресурс] / W. Bailin [et al.] // ISRM International Symposium-2nd Asian Rock Mechanics Symposium. – International Society for Rock Mechanics and Rock Engineering, 2001. – URL: https://www.onepetro.org/conference-paper/ISRM-ARMS2-2001-082?sort=&start=0&q=Biot%27s+effective+stress+coefficient+evaluation%3A+static+and+dynamic+approaches+%2F+Bailin+W&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25# (дата обращения: 12.09.2019).
32. Hasanov A.K. Reservoir transport and poroelastic properties from oscillating pore pressure experiments / Colorado School of Mine. – New Orleans, 2015. – P. 3105–3110.
33. Bernabé Y., Mok U., Evans B. A note on the oscillating flow method for measuring rock permeability // International journal of rock mechanics and mining sciences. – 2006. – Vol. 2, № 43. – P. 311–316.
34. Bishop A.W. The influence of an undrained change in stress on the pore pressure in porous media of low compressibility // Geotechnique. – 1973. – Vol. 23, № 3. – P.435–442.
35. Biot's effective stress coefficient of mudstone source rocks / X. Zhou [et al.] // 51st US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium / American Rock Mechanics Association. – San Francisco, 2017. – [Электронный ресурс]. – URL: https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2017-0235?sort=&start=0&q=Biot%E2%80%99s+effective+stress+coefficient+of+mudstone+source+rocks+%2F+Zhou+X.+%5Bet+al&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25# (дата обращения: 12.09.2019).
36. Müller T.M., Sahay P.N. Skempton coefficient and its relation to the Biot bulk coefficient and micro-inhomogeneity parameter // SEG Technical Program Expanded Abstracts 2014. – Society of Exploration Geophysicists, 2014. – P. 2905–2909.
37. Sahay P.N. Biot constitutive relation and porosity perturbation equation // Geophysics. – 2013. – Vol. 78, № 5. – С. L57–L67.
38. Practical laboratory methods for pore volume compressibility characterization in different rock types [Электронный ресурс] / M.A. Chertov [et al.] // 48th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – American Rock Mechanics Association, 2014. – URL: https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2014-7532?sort=&start=0&q=Practical+laboratory+methods+for+pore+volume+compressibility+characterization+in+different+rock+types+&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25# (дата обращения: 12.09.2019).
39. Zhu W., Montési L.G.J., Wong T.F. Effects of stress on the anisotropic development of permeability during mechanical compaction of porous sandstones / Geological Society, Special Publications. – London, 2002. – Vol. 200, № 1. – P. 119–136.
40. Pore pressure variation at constant confining stress on water-oil and silica nanofluid–oil relative permeability / C.D. Adenutsi [et al.] // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2018. – № 3. – P. 1–15.
41. Vászrhelyi B., Ván P. Influence of water content on the strength of rock // Engineering Geology. – 2006. – Vol. 84, № 1–2. – P. 70–74.
42. Effect of saturating fluid on the geomechanical properties of low permeability scioto sandstone rocks / A. Muqtadir [et al.] // 52nd US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – American Rock Mechanics Association, 2018.
43. The effects of long-term waterflooding on the physical and mechanical properties of tight sandstones [Электронный ресурс] / B. Zhao [et al.] // 52nd US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – American Rock

Mechanics Association, 2018. – URL: https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2018-409?sort=&start=0&q=The+effects+of+long-term+waterflooding+on+the+physical+and+mechanical+properties+of+tight+sandstones&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25# (дата обращения: 12.09.2019).

44. Acoustic properties of poorly cemented sandstones under temperature and stress [Электронный ресурс] / D.H. Doan [et al.] // 45th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. –/ American Rock Mechanics Association, 2011. – URL: https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-11-578?sort=&start=0&q=Acoustic+properties+of+poorly+cemented+sandstones+under+temperature+and+stress&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#. (дата обращения: 12.09.2019).

45. Khandelwal M. Correlating P-wave velocity with the physico-mechanical properties of different rocks // Pure and Applied Geophysics. – 2013. – Vol. 170, № 4. – P. 507–514.

46. Kahraman S. A correlation between P-wave velocity, number of joints and Schmidt hammer rebound number // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2001. – Vol. 38, № 5. – P. 729–733.

47. Kahraman S. The correlations between the saturated and dry P-wave velocity of rocks // Ultrasonics. – 2007. – Vol. 46, № 4. – P. 341–348.

48. ГОСТ 21153.2-84 Породы горные. Методы определения предела прочности при одноосном сжатии [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.normacs.ru/Doclist/doc/2КО.html> (дата обращения: 12.05.2019).

49. ASTM D2848-08 Committee D-18 on soil and rock. Standard test method for laboratory determination of pulse velocities and ultrasonic elastic constants of rock. – ASTM International, 2008.

References

1. Palmer I. et al. How permeability depends on stress and pore pressure in coalbeds: a new model. SPE annual technical conference and exhibition, Society of Petroleum Engineers, 1996, pp.557-564.

2. Jin G. et al. Permeability measurement of organic-rich shale-comparison of various unsteady-state methods. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2015. DOI: <https://doi.org/10.2118/175105-MS>

3. Fischer G.J. The determination of permeability and storage capacity: Pore pressure oscillation method. International Geophysics. Academic Press, 1992, vol.51, pp.187-211.

4. Nikolaevskii V.N. Geomekhanika i fluidodinamika [Geomechanics and fluid dynamics]. Moscow, Nedra, 1996, pp.123-130.

5. Ban A., Basniev K.S., Nikolaevskii V.N. Ob osnovnykh uravneniyakh filtratsii v szhimaemykh poristyykh sredakh [On the basic equations of filtration in compressible porous media]. *Prikladnaya mekhanika i tekhnicheskaya fizika*, 1961, no.3, pp.52-56.

6. Ban A. et al. Vliyanie svoystv gornyykh porod na dvizhenie v nikh zhidkosti [The influence of rock properties on the movement of fluid in them]. Moscow, Gostoptekhizdat, 1962, pp.158-187.

7. Nikolaevskii V.N. Mekhanika насыщенных пористых сред [Mechanics of saturated porous media]. Moscow, 1970, pp.35-72.

8. Lukin S.V., Dubinia N.V. Sovmeshchennoe geomekhanicheskoe i gidrodinamicheskoe modelirovanie povedeniya neftenasyshchennogo plasta v SIMULIA ABAQUS [Combined geomechanical and hydrodynamic modeling of the oil reservoir behavior in SIMULIA ABAQUS], available at: https://tesis.com.ru/info-center/downloads/abaqus/abaqus_es15_5.pdf (accessed 12 September 2019).

9. Hamid O. et al. Reservoir geomechanics in carbonates. *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference. Society of Petroleum Engineers*, 2017. DOI: <https://doi.org/10.2118/183704-MSpdf>

10. Andersen O. et al. Coupled geomechanics and flow simulation on corner-point and polyhedral grids. *SPE Reservoir Simulation Conference. Society of Petroleum Engineers*, 2017. DOI: <https://doi.org/10.2118/182690-MS>

11. Sangnimmuan A. et al. Development of efficiently coupled fluid-flow/geomechanics model to predict stress evolution in unconventional reservoirs with complex-fracture geometry. *SPE Journal*, 2018, vol. 23, no.03, pp.640-660.

12. Zobak M.D. Geomekhanika neftiannykh zalezhei [Geomechanics of oil deposits]. Moscow, Izhevsk, Institut kompiuternyykh issledovaniy, 2018, XVIII, 480 p.

13. Spravochnik inzhenera-neftianika. Vol. II. Inzhiniring bureniia [Handbook of an oil engineer. Vol. II. Drilling engineering]. Moscow, Izhevsk, Institut kompiuternykh issledovaniy, 2014, 1064 p.
14. Boldina S.V. Otsenka porouprugikh parametrov rezervuara podzemnykh vod po dannym urovnemernykh nabliudenii na skvazhine IuZ5, Kamchatka [Assessment of poroelastic parameters of an underground water reservoir according to level observations at well YuZ5, Kamchatka]. *Vestnik KRAUNTS. Seriya: Nauki o Zemle*, 2004, no.2, pp.109-119.
15. Terzaghi K. The shearing resistance of saturated soils and the angle between the planes of shear. *First International Conference on Soil Mechanics*, 1936, vol.1, pp.54-59.
16. Terzaghi K. Theoretical soil mechanics. London, Chapman And Hall, Limited, 1951, pp. 123-130.
17. Biot M.A. General theory of three-dimensional consolidation. *Journal of applied physics*, 1941, vol.12, no.2, pp.155-164.
18. Nur A., Byerlee J. D. An exact effective stress law for elastic deformation of rock with fluids. *Journal of Geophysical Research*, 1971, vol.76, no.26, pp.6414-6419.
19. Wang H.F. Theory of linear poroelasticity with applications to geomechanics and hydrogeology. Princeton University Press, 2017, pp. 26-49.
20. Skempton A.W. The pore-pressure coefficients A and B. *Geotechnique*, 1954, vol.4, no.4, pp.143-147.
21. Holt R.M. et al. Skempton's A – a key to man-induced subsurface pore pressure changes. *52nd US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. American Rock Mechanics Association*, 2018. URL: https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2018-949?sort=&start=0&q=Skempton%27s+A+%E2%80%93+a+key+to+man-induced+subsur-face+pore+pressure+changes+%2F+Holt+R.M&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25# (accessed 12 September 2019).
22. Ling K. et al. Comparisons of Biot's coefficients of bakken core Samples measured by three methods. *50th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. American Rock Mechanics Association*, 2016. URL: https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2016-030?sort=&start=0&q=Comparisons+of+Biot%27s+Coefficients+of+Bakken+Core+Samples+Me-asured+by+Three+Methods&from_year=&peer_re-viewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25# (accessed 12 September 2019).
23. Luo X. et al. Estimation of Biot's effective stress coefficient from well logs. *Environmental earth sciences*, 2015, vol.73, no.11, pp.7019-7028.
24. King M.S., Marsden J.R., Dennis J.W. Biot dispersion for P-and S-wave velocities in partially and fully saturated sandstones. *Geophysical Prospecting*, 2000, vol.48, no.6, pp.1075-1089.
25. Qiao L.P. et al. Determination of Biot's effective-stress coefficient for permeability of Nikanassin sandstone. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 2012, vol.51, no.03.
26. He J., Rui Z., Ling K. A new method to determine Biot's coefficients of Bakken samples. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, vol.35, pp.259-264.
27. Alam M.M. et al. Effective stress coefficient for uniaxial strain condition. *46th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. American Rock Mechanics Association*, 2012. URL: https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2012-302?sort=&start=0&q=Effective+stress+coefficient+for+uniaxial+strain+condition+&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25# (accessed 12 September 2019).
28. Nermoen A. et al. Measuring the Biot stress coefficient and its implications on the Effective Stress Estimate. *47th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. American Rock Mechanics Association*, 2013. URL: https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2013-282?sort=&start=0&q=Measuring+the+biot+stress+coefficient+and+is+implications+on+the+effective+stress+estimate+&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25# (accessed 12 September 2019).
29. Zhou X. et al. A combined method to measure biot's coefficient for rock. *49th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. American Rock Mechanics Association*, 2015.

URL: https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2015-584?sort=&start=0&q=A+com-bined+method+to+measure+biot%E2%80%99s+coefficient+for+rock&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25# (accessed 12 September 2019).

30. Franquet J.A. et al. Experimental evaluation of Biot's poroelastic parameter – Three different methods. *Rock Mechanics for Industry*, 1999, pp.349-355.

31. Bailin W. et al. Biot's effective stress coefficient evaluation: static and dynamic approaches. *ISRM International Symposium-2nd Asian Rock Mechanics Symposium*. International Society for Rock Mechanics and Rock Engineering, 2001. URL: https://www.onepetro.org/conference-paper/ISRM-ARMS2-2001-082?sort=&start=0&q=Biot%27s+effective+stress+coefficient+evaluation%3A+static+and+dynamic+approaches+%2F+Bailin+W&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25# (accessed 12 September 2019).

32. Hasanov A.K. Reservoir transport and poroelastic properties from oscillating pore pressure experiments. Colorado School of Mines, 2014, pp. 3105-3110.

33. Bernabé Y., Mok U., Evans B. A note on the oscillating flow method for measuring rock permeability. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2006, vol.2, no.43, pp.311-316.

34. Bishop A.W. The influence of an undrained change in stress on the pore pressure in porous media of low compressibility. *Geotechnique*, 1973, vol.23, no.3, pp. 435-442.

35. Zhou X. et al. Biot's effective stress coefficient of mudstone source rocks. 51st US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. American Rock Mechanics Association, 2017. URL: https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2017-0235?sort=&start=0&q=Biot%E2%80%99s+effective+stress+coefficient+of+mudstone+source+rocks+%2F+Zhou+X.+%5Bet+al&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25# (accessed 12 September 2019).

36. Müller T.M., Sahay P.N. Skempton coefficient and its relation to the Biot bulk coefficient and micro-inhomogeneity parameter. *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2014*. Society of Exploration Geophysicists, 2014, pp.2905-2909.

37. Sahay P.N. Biot constitutive relation and porosity perturbation equation. *Geophysics*, 2013, vol.78, no.5, pp.L57-L67.

38. Chertov M.A. et al. Practical laboratory methods for pore volume compressibility characterization in different rock types. *48th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*. American Rock Mechanics Association, 2014. URL: https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2014-7532?sort=&start=0&q=Practical+laboratory+methods+for+pore+volume+compressibility+characterization+in+different+rock+types&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25# (accessed 12 September 2019).

39. Zhu W., Montési L.G.J., Wong T.F. Effects of stress on the anisotropic development of permeability during mechanical compaction of porous sandstones. Geological Society, Special publications. London, 2002, vol.200, no.1, pp.119-136.

40. Adenutsi C.D. et al. Pore pressure variation at constant confining stress on water-oil and silica nanofluid-oil relative permeability. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2018, pp.1-15.

41. Vásárhelyi B., Ván P. Influence of water content on the strength of rock. *Engineering Geology*, 2006, vol.84, no.1-2, pp.70-74.

42. Muqtadir A. et al. Effect of saturating fluid on the geomechanical properties of low permeability scioto sandstone rocks. *52nd US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*. American Rock Mechanics Association, 2018.

43. Zhao B. et al. The effects of long-term waterflooding on the physical and mechanical properties of tight sandstones. *52nd US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*. American Rock Mechanics Association, 2018. URL: https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2018-409?sort=&start=0&q=The+effects+of+long-term+waterflooding+on+the+physical+and+mechanical+properties+of+tight+sandstones+from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25# (accessed 12 September 2019).

44. Doan D.H. et al. Acoustic properties of poorly cemented sandstones under temperature and stress. *45th US Rock Mechanics/*

Geomechanics Symposium. American Rock Mechanics Association, 2011. URL: https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-11-578?sort=&start=0&q=Acoustic+properties+of+poorly+cemented+sandstones+under+temperature+and+stress+&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25# (accessed 12 September 2019).

45. Khandelwal M. Correlating P-wave velocity with the physico-mechanical properties of different rocks. *Pure and Applied Geophysics*, 2013, vol.170, no.4, pp.507-514.

46. Kahraman S. A correlation between P-wave velocity, number of joints and Schmidt hammer rebound number. *International Journal of*

Rock Mechanics and Mining Sciences, 2001, vol.38, no.5, pp.729-733.

47. Kahraman S. The correlations between the saturated and dry P-wave velocity of rocks. *Ultrasonics*, 2007, vol.46, no.4, pp.341-348.

48. GOST 21153.2-84. Porody gornye. Metody opredeleniia predela prochnosti pri odnoosnom szhatii [The rocks. Uniaxial compression tensile methods], available at: <http://www.normacs.ru/Doclist/doc/2KO.html> (accessed 12 May 2019).

49. ASTM D2848-08 Committee D-18 on soil and rock. Standard test method for laboratory determination of pulse velocities and ultrasonic elastic constants of rock. ASTM International, 2008.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Пеньков Г.М., Карманский Г.М., Петраков Д.Г. Исследование зависимостей между физико-механическими свойствами песчаника и скоростью прохождения упругих волн // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т.20, №1. – С.27–36. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.1.3

Please cite this article in English as:

Penkov G.M., Karmanskiy D.A., Petrakov D.G. Study of the relationships between physical and mechanical properties of the sandstone and velocity of elastic waves. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2020, vol.20, no.1, pp.27-36. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.1.3