



УДК 622.276 + 622.323  
Статья / Article  
© ПНИПУ / PNRPU, 2021



### Анализ зависимости между акустическими и физико-механическими свойствами горных пород терригенных отложений

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

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

### Analysis of the Dependence between Acoustic and Physico-Mechanical Properties of Terrigenous Rocks

Dmitrii G. Petrakov, Grigorii M. Penkov, Dmitry A. Solomoychenko

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

Получена / Received: 11.09.2020. Принята / Accepted: 01.02.2021. Опубликовано / Published: 01.04.2021

#### Ключевые слова:

модуль Юнга, продольная волна, поперечная волна, предел прочности при объемном сжатии, эффективное напряжение, акустические свойства.

Во время всей разработки нефтяного и газового месторождения необходимо проводить комплекс различных исследований, направленных на выявление параметров продуктивного горизонта. Одним из таких исследований является анализ кернового материала, в результате которого определяются следующие параметры горной породы: пористость, проницаемость, модуль Юнга и другие. Перечисленные характеристики необходимо учитывать при построении геологической и гидродинамической модели месторождения. Помимо этих параметров следует определять прочностные свойства горной породы, так как они необходимы при проектировании ствола скважины. Такие характеристики можно получить, проводя исследования в специализированных лабораториях. Это не всегда возможно вследствие различных причин. Ряд исследований подтверждает факт зависимости между акустическими свойствами горной породы (скорость прохождения продольной и поперечной волны) и прочностными характеристиками. Акустические свойства горной породы необходимо принимать во внимание при интерпретации акустического каротажа скважин, который позволяет выявить распределение пород вдоль ствола скважины. Исходя из скоростей распространения ультразвуковых волн, можно вычислить динамический модуль упругости, который позволит оценить склонность скелета горной породы к уплотнению в результате действия эффективного напряжения. Поэтому определение акустических свойств горной породы необходимо при планировании разработки месторождения и ее осуществлении.

Представлены результаты лабораторных исследований, направленных на установление зависимостей между прочностными и акустическими свойствами горной породы. В ходе эксперимента был также определен динамический модуль Юнга и выявлена его связь со скоростью распространения ультразвуковых волн. В результате лабораторных исследований получены эмпирические зависимости предела прочности при объемном сжатии ( $\sigma_c$ ), динамическом модуле упругости ( $E$ ) и скорости прохождения продольных ( $V_p$ ) и поперечных волн ( $V_s$ ). Дана оценка полученных значений на всем диапазоне измерений.

#### Keywords:

Young's modulus, longitudinal wave, transverse wave, ultimate strength in volumetric compression, effective stress, acoustic properties.

During the entire development of an oil and gas field, it is necessary to carry out a complex of various studies aimed at identifying the parameters of the productive layer. One of such studies is the analysis of core material, as a result of which the following parameters of the rock are determined: porosity, permeability, Young's modulus and others. The listed characteristics must be taken into account when building a geological and hydrodynamic model of a field. In addition to these parameters, the strength properties of the rock should be determined, since they are necessary in the design of the wellbore. Such characteristics can be obtained by conducting research in specialized laboratories. This is not always possible due to various reasons. A number of studies confirm the fact of the relationship between the acoustic properties of a rock (the velocity of the longitudinal and transverse waves) and the strength characteristics. The acoustic properties of the rock must be taken into account when interpreting the acoustic logs of the wells, which allows to reveal the distribution of rocks along the wellbore. Based on the velocities of ultrasonic waves propagation, it is possible to calculate the elasticity dynamic modulus, which let assess the tendency of the rock skeleton to compaction as a result of the effective stress action. Therefore, the determination of the rock acoustic properties is necessary when planning the development of a field and its implementation.

The results of laboratory studies aimed at establishing the relationship between the strength and acoustic properties of rocks are presented. During the experiment, the dynamic Young's modulus was also determined and its relationship with the speed of ultrasonic waves propagation was revealed. As a result of laboratory studies, empirical dependences of the ultimate strength in volumetric compression ( $\sigma_c$ ), elasticity dynamic modulus ( $E$ ) and the velocity of transmission of longitudinal ( $V_p$ ) and transverse waves ( $V_s$ ) were obtained. An assessment of the obtained values was given over the entire measurement range.

**Петраков Дмитрий Геннадьевич** – кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений (тел.: +007 921 788 19 62, e-mail: Petrakov\_DG@pers.spmi.ru).

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

**Соломоушенко Дмитрий Анатольевич** – кандидат технических наук, старший научный сотрудник лаборатории физико-механических свойств и разрушения горных пород (тел.: +007 953 149 08 16, e-mail: demo@mail.ru).

**Dmitrii G. Petrakov** (Author ID in ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-0461-1621>, Author ID in Scopus: 57015158900) – PhD in Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields (tel.: +007 921 788 19 62, e-mail: Petrakov\_DG@pers.spmi.ru).

**Grigorii M. Penkov** (Author ID in ORCID: <http://orcid.org/0000-0001-7291-0757>, Author ID in Scopus: 57193449722) – PhD Student at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields (tel.: +007 911 826 97 78, e-mail: penkovgrigoriy@gmail.com). The contact person for correspondence.

**Dmitry A. Solomoychenko** (Author ID in Scopus: 57205736831) – PhD in Engineering, Senior Researcher at the Laboratory of Physical and Mechanical Properties and Fracture of Rocks (tel.: +007 953 149 08 16, e-mail: demo@mail.ru).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Петраков Д.Г., Пеньков Г.М., Соломоушенко Д.А. Анализ зависимости между акустическими и физико-механическими свойствами горных пород терригенных отложений // Недропользование. – 2021. – Т.21, №2. – С.71-75. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.2.4

Please cite this article in English as:

Petrakov D.G., Penkov G.M., Solomoychenko D.A. Analysis of the Dependence between Acoustic and Physico-Mechanical Properties of Terrigenous Rocks. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2021, vol.21, no.2, pp.71-75. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.2.4

**Введение**

Анализ кернового материала входит в обязательную программу при проектировании разработки углеводородного месторождения. В результате керновых исследований получают различные параметры, необходимые при построении, например, геологической, гидродинамической моделей. Такими показателями могут быть:

- 1) фильтрационно-емкостные свойства;
- 2) физико-механические свойства и др.

Перечисленные свойства играют одну из ведущих ролей при выборе системы разработки или при планировании мероприятий, направленных на повышение нефтеотдачи пластов. Изучением физико-механических свойств, в том числе прочностных характеристик горной породы карбонатных и терригенных отложений, занимались различные авторы [1–37].

Акустические свойства (скорость прохождения продольной и поперечной волны) горной породы, как и отмеченные выше, можно определить в лабораторных условиях, поскольку данные показатели необходимы при обработке каротажа диаграмм или данных сейсморазведки. В зависимости от этих свойств определяется тип пород, слагающих продуктивный горизонт. Также, исходя из этих параметров, можно вычислить динамические показатели упругости (модуль Юнга, коэффициент Пуассона) горной породы. Зная динамические показатели упругости, можно произвести оценку того, насколько скелет горной породы склонен к уплотнению в результате действия эффективного напряжения. Определению динамических показателей упругости горной породы, а также выявлению связи со статическими данными посвящено большое количество работ [38–42]. Поскольку скорость прохождения продольных и поперечных волн зависит от типа породы, условий залегания, постольку существует необходимость для определения данных величин на каждом месторождении углеводородов отдельно. Определение акустических свойств позволяет не только выявить динамические показатели упругости, но и уточнить некоторые прочностные свойства горной породы. Для установления зависимости между пределом прочности при объемном сжатии, динамическим модулем Юнга и акустическими свойствами горной породы были проведены лабораторные исследования.

**Методика проведения эксперимента**

Методику проведения эксперимента можно разделить на следующие этапы:

1. Подготовка образцов к испытаниям. В процесс подготовки образцов входит: обработка торцевых поверхностей, измерение длины, диаметра и массы образца, герметизация образца с помощью гидроизолирующей оболочки, установка датчиков для измерения продольной и поперечной деформации, а также для определения акустических свойств породы.

2. Проведение эксперимента:

- а) установка образца в камеру трехосного сжатия;
- б) наполнение камеры рабочей жидкостью. Установка температуры с учетом данных из пластовых условий (табл. 1);
- в) ступенчатое задание давления обжима и пластового (порового) давления. Время выдержки на каждой ступени 5 мин. На каждой ступени боковое давление увеличивалось на 3 МПа, поровое – на 2 МПа;
- г) установление необходимых значений пластового и горного давлений (см. табл. 1), постепенное увеличение осевой нагрузки до разрушения образца. Скорость нагружения – 1 МПа/с.

Измерение скорости прохождения ультразвуковых волн производилось перед началом испытания (образец не нагружен), после выхода на пластовые условия. Измерение величины продольной и поперечной деформации происходило на всем этапе нагружения.

3. Обработка результатов.

3.1. Определение статических показателей. Предел прочности при объемном сжатии  $\sigma$  при заданном значении горного и порового давления для каждого образца вычислялся по формулам [43, 44]:

$$\sigma = \sigma_d + \sigma_r - \sigma_n, \tag{1}$$

$$\sigma_d = \frac{P}{F}, \tag{2}$$

где  $P$  – дифференциальная нагрузка, приложенная к торцам образца, Н;  $F$  – площадь поперечного сечения образца, м<sup>2</sup>;  $\sigma_d$  – дифференциальные напряжения, Па;  $\sigma_r$  – горное давление, Па;  $\sigma_n$  – поровое давление, Па.

Модуль Юнга и коэффициент Пуассона. Модуль Юнга ( $E$ ) определялся на линейном участке диаграммы « $\sigma_d - \epsilon_{//}$ » как отношение приращения дифференциальных напряжений  $\Delta\sigma_d$  (к приращению относительных продольных деформаций  $\Delta\epsilon_{//}$  [45, 46]:

$$E = \frac{\Delta\sigma_d}{\Delta\epsilon_{//}} = \frac{\sigma_d^2 - \sigma_n^1}{\Delta\epsilon_{//}^2 - \Delta\epsilon_{//}^1} = \frac{op}{of}. \tag{3}$$

3.2. Определение динамических показателей. Исходными данными для определения динамических показателей являлись измеренные в процессе проведения испытания дифференциальная нагрузка, время прохождения продольной и поперечной волны через образец и плотность образца.

В соответствии с техническим заданием и программой испытаний динамические показатели определялись по следующим формулам [47, 48]:

– модуль Юнга: 
$$E_d = \frac{\rho V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{V_p^2 - V_s^2}; \tag{4}$$

где  $V_p$ ,  $V_s$ ,  $\rho$  – скорость продольной волны, скорость поперечной волны и плотность образца соответственно;

– скорость ультразвуковых волн определяется по формуле [47, 49]:

$$V_i = \frac{L}{t_i}, \tag{5}$$

где  $L$  – расстояние между центрами установки преобразователей (база прозвучивания), м;  $t_i$  – время прохождения продольной (поперечной) волны через образец, с.

**Результаты проведенных исследований**

Для осуществления испытаний были отобраны образцы керна терригенных отложений с месторождения X. В рамках исследования производится испытание 17 образцов горных пород с заданием пластовых условий, приведенных в табл. 1.

В табл. 2 приведено геологическое описание этих образцов. После осуществления экспериментальных испытаний данные занесены в таблицу (табл. 3).

После определения динамических характеристик образцов были проведены испытания для выявления предела прочности при объемном сжатии. Результаты зависимостей, полученных в результате лабораторных исследований, приведены на рисунке, а, б.

Таблица 1  
 Параметры пластовых условий, задаваемых при испытании образцов горных пород

№ п/п	Код образца	Пласт	Температура испытания, °С	Поровое давление, МПа	Боковое давление, МПа
1	2-БТ-40	Нижний олигоцен	140	21,3	83,1
2	3-БТ-40	Нижний олигоцен	140	21,3	83,1
3	6-БТ-9	Верхний олигоцен	136	35,1	85,0
4	7-БТ-9	Верхний олигоцен	136	35,1	84,9
5	8-БТ-9	Верхний олигоцен	136	35,1	82,9
6	11-БТ-3	Нижний миоцен	112	16,5	62,4
7	12-БТ-116	Нижний миоцен	108	22,6	66,4
8	13-БТ-116	Нижний миоцен	108	22,6	66,4
9	14-БТ-4	Нижний миоцен	108	22,6	62,6
10	15-БТ-9	Верхний олигоцен	136	35,1	82,6
11	18-ДР-17	Нижний миоцен	72	11,3	41,1
12	20-ДР-29	Нижний миоцен	78	12,0	33,6
13	21-ДР-15	Нижний миоцен	72	11,3	47,9
14	22-ДР-15	Нижний миоцен	72	11,3	47,9
15	24-ДР-17	Нижний миоцен	72	11,3	35,2
16	25-БТ-9	Верхний олигоцен	136	35,1	82,6
17	26-БТ-9	Верхний олигоцен	136	35,1	82,6

Таблица 2

Геологическое описание образцов

№ п/п	Код образца	Пласт	Интервал. Глубина отбора	Описание
1	2-БТ-40	Нижний олигоцен	Инт. 3813,0-3822,0 м; гл. 3820 м	Песчаник буровато-серый, полимиктовый, аркозовый, мелко-среднезернистый, с примесью крупных зерен, равнопараллельно среднеслоистый
2	3-БТ-40	Нижний олигоцен	Инт. 3813,0-3822,0 м; гл. 3813,4 м	Песчаник буровато-серый, полимиктовый, аркозовый, крупно-среднезернистый, массивный, участками слабо карбонатный
3	6-БТ-9	Верхний олигоцен	Инт. 3798,0-3836,8 м; гл. 3826,3 м	Песчаник серый, полимиктовый, аркозовый, мелкозернистый, отсортированный, алевритистый
4	7-БТ-9	Верхний олигоцен	Инт. 3798,0-3836,8 м; гл. 3821,2 м	Алевролит серый и темно-серый, полимиктовый, сильно глинистый (прослоями до перехода в аргиллит), с параллельной ровной, косой и волнисто-линзовидной слоистостью
5	8-БТ-9	Верхний олигоцен	Инт. 3720,6-3833,5 м; гл. 3732,2 м	Алевролит темно-серый, крупнозернистый, мелкопесчаный, глинистый, неравномерно карбонатный, сильно слоистый, тонко параллельно слоистый, плотный
6	11-БТ-3	Нижний миоцен	Инт. 2824,0-2841,8 м; гл. 2827,0 м	Песчаник коричневый в результате нефтенасыщения, полимиктовый, аркозовый, средне-крупнозернистый, с примесью гравия, среднесортированный, массивный
7	12-БТ-116	Нижний миоцен	Инт. 3078,0-3092,5 м; гл. 3079,5 м	Песчаник светло-серый, полевошатово-кварцевый, мелкозернистый, отсортированный, массивный
8	13-БТ-116	Нижний миоцен	Инт. 3078,0-3092,5 м; гл. 3078,6 м	Песчаник светло-серый, полевошатово-кварцевый, мелкозернистый, отсортированный, массивный
9	14-БТ-4	Верхний олигоцен	Инт. 2841,0-2844,0 м; гл. 2841,0 м	Песчаник коричневый в результате нефтенасыщения, полимиктовый, аркозовый, средне-крупнозернистый, с примесью гравия, среднесортированный, массивный
10	15-БТ-9	Верхний олигоцен	Инт. 3720,0-3733,5 м; гл. 3721,5 м	Линзовидное переслаивание песчаника серого и алевролита темно-серого. Песчаник полимиктовый, мелкозернистый, с глинисто-карбонатным цементом, сильно слоистый (биотит, мусковит), плотный, средней крепости. Алевролит глинистый, карбонатный, сильно слоистый, тонкослоистый
11	18-ДР-17	Нижний миоцен	Инт. 2241,0-2249,0 м; гл. 2244,5 м	Песчаник пестроцветный, вишнево-коричневый с зеленовато-серыми линзовидными участками, кварцево-аркозовый, мелко-среднезернистый, с неравномерной примесью крупнозернистого песка и гравийных зерен
12	20-ДР-29	Нижний миоцен	Инт. 2293,0-2302,0 м; гл. 2296,6 м	Песчаник бурый, кварцево-аркозовый, разнозернистый с примесью гравийного материала (размер зерен 1-8 мм), участками переходящий в песчано-гравийную породу
13	21-ДР-15	Нижний миоцен	Инт. 2170,0-2179,0 м; гл. 2176,6 м	Песчаник буровато-серый в результате нефтенасыщения, аркозовый, с неоднородной структурой, постепенно изменяющейся в пределах образца от крупно-среднезернистой до мелко-среднезернистой
14	22-ДР-15	Нижний миоцен	Инт. 2170,0-2179,0 м; гл. 2175,5 м	Алевролит зеленовато-серый, средне сортированный, глинисто-песчаный, с неявно выраженным характером наслоения, обогащен слюдой (биотит, мусковит); плотный
15	24-ДР-14	Нижний миоцен	Инт. 1921,0-1929,0 м; гл. 1921,5 м	Песчаник пестроцветный, вишнево-коричневый, участками зеленовато-серый, кварцево-аркозовый, мелко-среднезернистый, с существенной примесью зерен крупной фракции и гравия
16	25-БТ-9	Верхний олигоцен	Инт. 3720,60-3733,50м; гл. 3723,5 м	Линзовидное переслаивание песчаника серого и алевролита темно-серого. Песчаник полимиктовый, мелкозернистый, с глинисто-карбонатным цементом. Алевролит глинистый, карбонатный, сильно слоистый, тонкослоистый
17	26-БТ-9	Верхний олигоцен	Инт. 3720,60-3733,50м; гл. 3724,5 м	Алевролит серый, полимиктовый, крупнозернистый, мелкопесчаный, хорошо сортированный, с карбонатно-глинистым цементом, плотный

Таблица 3

Результаты определения статических показателей образцов горных пород и динамических показателей после создания пластовых условий

№ п/п	Код образца	Пласт	Статические данные			Динамические данные		
			Предел прочности, МПа	Модуль Юнга, 10 <sup>4</sup> МПа	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Скорость продольной волны, м/с	Скорость поперечной волны, м/с	Модуль Юнга, 10 <sup>4</sup> МПа
1	2-БТ-40	Нижний олигоцен	124,1	1,54	2397	3359	2045	2,42
2	3-БТ-40	Нижний олигоцен	131,0	1,75	2346	3521	2142	2,60
3	6-БТ-9	Верхний олигоцен	115,8	1,64	2459	3587	2151	2,77
4	7-БТ-9	Верхний олигоцен	149,4	3,26	2497	4065	1921	2,50
5	8-БТ-9	Верхний олигоцен	209,7	1,84	2500	4679	2331	3,63
6	11-БТ-3	Нижний миоцен	107,6	1,50	2054	3450	1987	2,03
7	12-БТ-116	Нижний миоцен	111,4	1,95	2530	3635	1561	1,71
8	13-БТ-116	Нижний миоцен	121,3	2,04	2063	3800	1830	1,86
9	14-БТ-4	Нижний миоцен	161,5	2,12	2215	3359	1854	1,95
10	15-БТ-9	Верхний олигоцен	165,5	3,68	2440	3368	1964	2,34
11	18-ДР-17	Нижний миоцен	86,8	1,74	2190	2870	1470	1,25
12	20-ДР-29	Нижний миоцен	44,0	1,29	2091	2048	1165	0,72
13	21-ДР-15	Нижний миоцен	93,4	1,62	2207	3250	1530	1,40
14	22-ДР-15	Нижний миоцен	89,4	1,58	2340	3138	1450	1,34
15	24-ДР-17	Нижний миоцен	89,4	1,50	2341	2472	1434	1,20
16	25-БТ-9	Верхний олигоцен	152,0	3,45	2385	3678	1873	2,22
17	26-БТ-9	Верхний олигоцен	109,7	1,48	2315	3397	2074	2,40

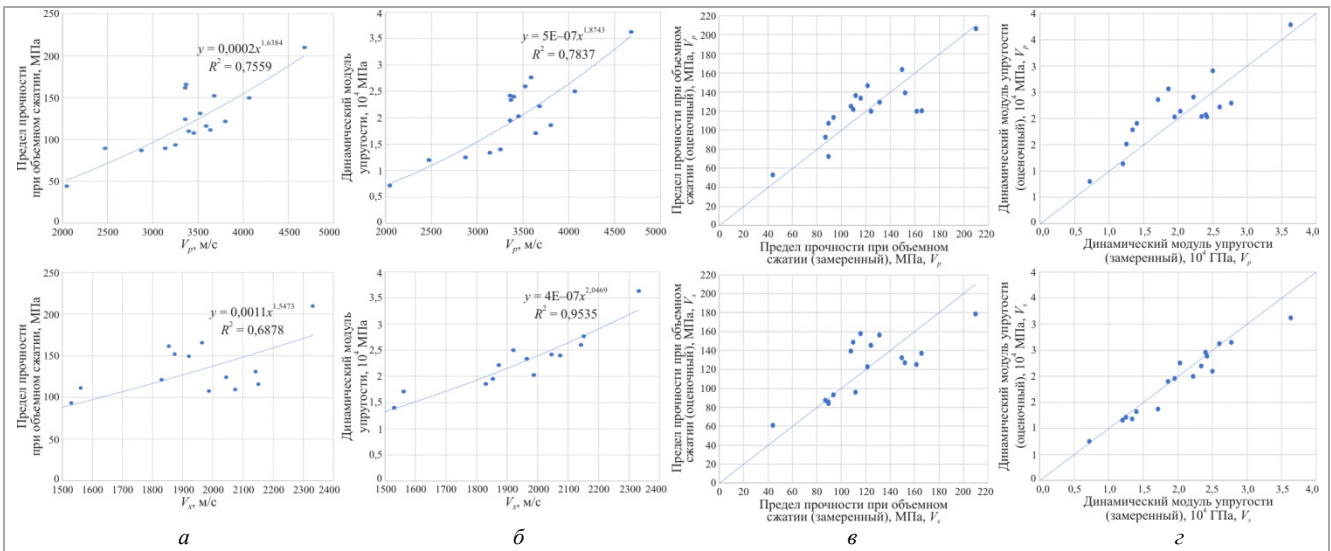


Рис. Зависимость от скорости прохождения продольной  $V_p$  и поперечной  $V_s$  волн: а – предела прочности при объемном сжатии; б – динамического модуля упругости; в – замеренного и расчетного значения  $\sigma_c$ ; г – замеренного и расчетного значения  $E$

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

**Заключение**

В ходе лабораторного исследования были определены следующие физико-механические показатели горной

породы: предел прочности при объемном сжатии, статический и динамически модули упругости, скорости прохождения ультразвуковых волн.

Установлена связь между динамическим модулем Юнга, пределом прочности при объемном сжатии и акустическими свойствами горной породы. Полученные зависимости позволят численно оценивать прочностные показатели и показатели упругости при обработке каротажа скважин или, например, в результате обработки данных сейсмозаписки.

**Библиографический список**

1. Лукин С.В., Дубина Н.В. Совместное геомеханическое и гидродинамическое моделирование поведения нефтенасыщенного пласта в SIMULIA ABAQUS [Электронный ресурс]. – URL: [https://tesis.com.ru/infocenter/downloads/abaqus/abaqus\\_es15\\_5.pdf](https://tesis.com.ru/infocenter/downloads/abaqus/abaqus_es15_5.pdf) (дата обращения: 07.02.2021).
2. Reservoir geomechanics in carbonates / O. Hamid [et al.] // SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference // Society of Petroleum Engineers. – 2017. DOI: [10.2118/183704-MSpdf](https://doi.org/10.2118/183704-MSpdf)
3. Coupled Geomechanics and Flow Simulation on Corner-Point and Polyhedral Grids / O. Andersen [et al.] // SPE Reservoir Simulation Conference // Society of Petroleum Engineers. – 2017. – Montgomerie. DOI: [10.2118/182690-MS](https://doi.org/10.2118/182690-MS)
4. Development of efficiently coupled fluid-flow/geomechanics model to predict stress evolution in unconventional reservoirs with complex-fracture geometry / A. Sangninnuan [et al.] // SPE Journal. – 2018. – Vol. 23, № 03. – P. 640–660. DOI: [10.2118/189452-PA](https://doi.org/10.2118/189452-PA)
5. Зобак М.Д. Геомеханика нефтяных залежей. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. – Т. XVIII. – 480 с.
6. Справочник инженера-нефтяника. Т. II: Инжиниринг бурения. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2014. – 1064 с.
7. Болдина С.В. Оценка порупругих параметров резервуара подземных вод по данным уровенмерных наблюдений на скважине Ю35, Камчатка // Вестник КРАУНЦ. Серия: Науки о Земле. – 2004. – № 4. – С. 109–119.
8. 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.
9. Terzaghi K. Theoretical soil mechanics. – London: Chapman And Hall, Limited, 1951. – P. 123–130.
10. Biot M.A. General theory of three dimensional consolidation // Journal of applied physics. – 1941. – Vol. 12, № 2. – P. 155–164. DOI: [10.1063/1.1712886](https://doi.org/10.1063/1.1712886)
11. 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. DOI: [10.1029/JB076i026p06414](https://doi.org/10.1029/JB076i026p06414)
12. Wang H.F. Theory of linear poroelasticity with applications to geomechanics and hydrogeology. – Princeton University Press, 2017. – P. 26–49.
13. Skempton A.W. The pore-pressure coefficients A and B // Geotechnique. – 1954. – Vol. 4, № 4. – P. 143–147. DOI: [10.1680/geot.1954.4.4.143](https://doi.org/10.1680/geot.1954.4.4.143)
14. Skempton A.W. – 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%27s+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#](https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2018-949?sort=&start=0&q=Skempton%27s+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: 10.11.2020).
15. 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#](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: 10.11.2020).
16. Estimation of Biot's effective stress coefficient from well logs / X. Luo [et al.] // Environmental earth sciences. – 2015. – Vol. 73, № 11. – P. 7019–7028. DOI: [10.1007/s12665-015-4219-8](https://doi.org/10.1007/s12665-015-4219-8)
17. 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. DOI: [10.1111/j.1365-2478.2000.00221.x](https://doi.org/10.1111/j.1365-2478.2000.00221.x)
18. 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. DOI: [10.2118/150820-PA](https://doi.org/10.2118/150820-PA)
19. 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. DOI: [10.1016/j.jngse.2016.08.061](https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.08.061)
20. 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#](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: 10.01.2021).
21. Measuring the biot stress coefficient and its implications on the effective stress estimate [Электронный ресурс] / A. Nemmoen [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+its+implications+on+the+effective+stress+estimate+&from\\_year=&peer\\_reviewed=&published\\_between=&fromSearchResults=true&to\\_year=&rows=25#](https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2013-282?sort=&start=0&q=Measuring+the+biot+stress+coefficient+and+its+implications+on+the+effective+stress+estimate+&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#) (дата обращения: 07.12.2020).
22. 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+combined+method+to+measure+biot%27s%20%93s+coefficient+for+rock&from\\_year=&peer\\_reviewed=&published\\_between=&fromSearchResults=true&to\\_year=&rows=25#](https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2015-584?sort=&start=0&q=A+combined+method+to+measure+biot%27s%20%93s+coefficient+for+rock&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#) (дата обращения: 07.12.2020).
23. Experimental evaluation of Biot's poroelastic parameter – three different methods / J.A. Franquet [et al.] // Rock Mechanics for Industry. – 1999. – P. 349–355.
24. 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#](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: 10.12.2020).
25. Hasanov A.K. Reservoir transport and poroelastic properties from oscillating pore pressure experiments // Colorado School of Mine. – New Orleans, 2015. – P. 3105–3110.
26. 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. DOI: [10.1016/j.ijrmms.2005.04.013](https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2005.04.013)
27. 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. DOI: [10.1680/geot.1973.23.3.435](https://doi.org/10.1680/geot.1973.23.3.435)
28. Biot's effective stress coefficient of mudstone source rocks [Электронный ресурс] / X. Zhou [et al.] // 51st US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium / American Rock Mechanics Association. – San Francisco, 2017. – URL: [https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2017-0235?sort=&start=0&q=Biot%27s%20%93s+effective+stress+coefficient+of+mudstone+source+rocks+%2F+Zhou+X.+%5B&from\\_year=&peer\\_reviewed=&published\\_between=&fromSearchResults=true&to\\_year=&rows=25#](https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2017-0235?sort=&start=0&q=Biot%27s%20%93s+effective+stress+coefficient+of+mudstone+source+rocks+%2F+Zhou+X.+%5B&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#) (дата обращения: 07.12.2020).
29. 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.
30. Sahay P.N. Biot constitutive relation and porosity perturbation equation // Geophysics. – 2013. – Vol. 78, № 5. – P. L57–L67. DOI: [10.1190/geo2012-0239.1](https://doi.org/10.1190/geo2012-0239.1)
31. 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#](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: 07.12.2020).
32. 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. DOI: [10.1144/GSL.SP.2001.200.01.08](https://doi.org/10.1144/GSL.SP.2001.200.01.08)

33. Effective-Stress Coefficients of Porous Rocks Involving Shocks and Loading/Unloading Hysteresis [Электронный ресурс] / F. Civan [et al.] // SPE Journal. – 2020. – URL: <https://onepetro.org/SJ/article-abstract/doi/10.2118/200501-PA/453803/Effective-Stress-Coefficients-of-Porous-Rocks?redirectedFrom=fulltext> (дата обращения: 11.12.2020). DOI: 10.2118/200501-PA

34. Experimental study on strain behavior and permeability evolution of sandstone under constant amplitude cyclic loading-unloading / C. Liu [et al.] // Energy Science & Engineering. – 2020. – Vol. 8 No. 2. – P. 452–465. DOI: 10.1002/ese3.527

35. Yang S. Q., Hu B. Creep and permeability evolution behavior of red sandstone containing a single fissure under a confining pressure of 30 MPa // Scientific reports. – 2020. – Vol. 10, No. 1. – P. 1–17. DOI: 10.1038/s41598-020-58595-2

36. Influence of loading and unloading velocity of confining pressure on strength and permeability characteristics of crystalline sandstone / D. Zhang [et al.] // Results in Physics. – 2018. – Vol. 9. – P. 1363–1370. DOI: 10.1016/j.rinp.2018.04.043

37. Plasticity and Damage Analysis of Berea Sandstone via Cyclic Triaxial Loading Under High Confinement Pressure [Электронный ресурс] / H. Mubarak [et al.] // 53rd US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – American Rock Mechanics Association. – 2019. – URL: <https://onepetro.org/ARMAUSRMS/proceedings-abstract/ARMA19/All-ARMA19/ARMA-2019-2882/125140> (дата обращения: 02.12.2020).

38. Bakhorji A., Schmitt D.R. Laboratory measurements of static and dynamic bulk moduli in carbonate // 44th US Rock Mechanics Symposium and 5th US-Canada Rock Mechanics Symposium. – OnePetro, 2010. DOI: 10.1190/1.3255258

39. Comparison of dynamic and static bulk moduli of reservoir rocks / F. Yan [et al.] // SEG Technical Program Expanded Abstracts 2017. – Society of Exploration Geophysicists, 2017. – P. 3711–3715. DOI: 10.1190/segam2017-17664075.1

40. Siggins A.F., Dewhurst D.N. Saturation, pore pressure and effective stress from sandstone acoustic properties // Geophysical Research Letters. – 2003. – Vol. 30, No. 2. DOI: 10.1029/2002GL016143

41. Olsen C., Christensen H.F., Fabricius I.L. Static and dynamic Young's moduli of chalk from the North Sea // Geophysics. – 2008. – Vol. 73, No. 2. – P. E41–E50. DOI: 10.1190/1.2821819

42. Пенков Г.М., Карманский Д.А., Петраков Д.Г. Исследование зависимости между физико-механическими свойствами песчанника 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

43. Suggested methods for determining the strength of rock materials in triaxial compression: revised version / K. Kovari [et al.] // Intl J of Rock Mech & Mining Sci & Geomechanic Abs. – 1983. – Vol. 20, No. 6. – С. 285–290. DOI: 10.1016/0148-9062(83)90598-3

44. GOCT 21153.8-88. Породы горные. Метод определения предела прочности при объемном сжатии. – М., 1988.

45. Bieniawski Z.T., Bernede M.J. Suggested methods for determining the uniaxial compressive strength and deformability of rock materials: Part 1. Suggested method for determining deformability of rock materials in uniaxial compression // International journal of rock mechanics and mining sciences & geomechanics abstracts. – Pergamon, 1979. – Vol. 16, No. 2. – P. 138–140. DOI: 10.1016/0148-9062(79)91451-7

46. GOCT 28985-91. Породы горные. Метод определения деформационных характеристик при одноосном сжатии. – М., 1991.

47. Aydin A. Upgraded ISRM suggested method for determining sound velocity by ultrasonic pulse transmission technique // Rock mechanics and rock engineering. – 2014. – Vol. 47, No. 1. – P. 255–259. DOI: 10.1007/s00603-013-0454-z

48. Petroleum related rock mechanics / E. Fjar [et al.]. – Elsevier, 2008.

49. GOCT 21153.7-75. Породы горные. Метод определения скоростей распространения упругих продольных и поперечных волн. – М., 1975.

References

1. Lukin S.V., Dubinia N.V. Sovmesthennoe geomekhanicheskoe i gidrodinamicheskoe modelirovaniye povedeniya neftenasyshchennogo plasta v SIMULIA ABAQUS [Combined geo-mechanical and hydrodynamic modeling of the oil reservoir behavior in SIMULIA ABAQUS], available at: [https://tesis.com.ru/infocenter/downloads/abaqus/abaqus/es15\\_5.pdf](https://tesis.com.ru/infocenter/downloads/abaqus/abaqus/es15_5.pdf) (accessed 07 February 2021).

2. 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>

3. Andersen O. et al. Coupled Geomechanics and Flow Simulation on Corner-Point and Polyhedral Grids. *SPE Reservoir Simulation Conference*. Society of Petroleum Engineers, 2017. Montgomery. DOI: 10.2118/182690-MS

4. Sangminuou 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. DOI: 10.2118/189452-PA

5. Zobak M.D. Geomechanika nefteyanikh zalezhei [Geomechanics of oil deposits]. Moscow. Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy, 2018, vol. XVIII, 480 p.

6. Spravochnik inzhenera-neftianika. Tom II. Inzhiniring bureniya [Petroleum Engineer Handbook. Volume II. Drilling engineering]. Moscow. Izhevsk: Institut komp'yuternykh issledovaniy, 2014, 1064 p.

7. Boldina S.V. Otsenka poruprugikh parametrov rezervuara podzemnykh vod po dan-nyim urovnenemymkh nabludeniya na skvazhine luTs, Kamchatka [The Assessment of Poroelastic Properties of Underground Water Reservoir (on Data of Water Level Observations on Well UZ5, Kamchatka)]. *Vestnik KRAUNTS. Nauki o Zemle*, 2004, no. 4, pp. 109–119.

8. 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.

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

10. Biot M.A. General theory of three dimensional consolidation. *Journal of applied physics*, 1941, vol. 12, no. 2, pp. 155–164. DOI: 10.1063/1.1712886

11. 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. DOI: 10.1029/JB076i026p06414

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

13. Skempton A.W. The pore-pressure coefficients A and B. *Geotechnique*, 1954, vol. 4, no. 4, pp. 143–147. DOI: 10.1680/geot.1954.4.4.143

14. 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, available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2018-949?sort=&start=0&q=Skempton%27s+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#> (accessed 10 November 2020).

15. 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, available at: <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#> (accessed 10 November 2020).

16. 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. DOI: 10.1007/s12665-015-4219-8

17. 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. DOI: 10.1111/j.1365-2478.2000.00221.x

18. 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, pp. 193–197. DOI: 10.2118/150820-PA

19. 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. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.08.061

20. Alam M.M. et al. Effective stress coefficient for uniaxial strain condition. *46th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*. American Rock Mechanics Association, 2012, available at: <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 10 January 2021).

21. 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, available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2013-282?sort=&start=0&q=Measuring+the+biot+stress+coefficient+and+its+implications+on+the+effective+stress+estimate+&from=year=&peer-reviewed=&published=between=&fromSearchResults=true&to=year=&rows=25#> (accessed 07 December 2020).

22. 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, available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2015-584?sort=&start=0&q=A+combined+method+to+measure+biot%2%80%99s+coefficient+for+rock&from=year=&peer-reviewed=&published=between=&fromSearchResults=true&to=year=&rows=25#> (accessed 07 December 2020).

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

24. 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, available at: <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 10 December 2020).

25. Hasanov A.K. Reservoir transport and poroelastic properties from oscillating pore pressure experiments. Colorado School of Mine, New Orleans, 2015, pp. 3105–3110.

26. 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. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2005.04.013

27. 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. DOI: 10.1680/geot.1973.23.3.435

28. Zhou X. et al. Biot's effective stress coefficient of mudstone source rocks. *51st US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*. American Rock Mechanics Association. San Francisco, 2017, available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2017-0225?sort=&start=0&q=Biot%2%80%99s+effective+stress+coefficient+of+mudstone+source+rocks+%2F+Zhou+X.+&from=year=&peer-reviewed=&published=between=&fromSearchResults=true&to=year=&rows=25#> (accessed 07 December 2020).

29. 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.

30. Sahay P.N. Biot constitutive relation and porosity perturbation equation. *Geophysics*, 2013, vol. 78, no. 5, pp. L57–L67. DOI: 10.1190/geo2012-0239.1

31. 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, available at: <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 07 December 2020).

32. 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. DOI: 10.1144/GSL.SP.2001.200.01.08

33. Civan F. et al. Effective-Stress Coefficients of Porous Rocks Involving Shocks and Loading/Unloading Hysteresis. *SPE Journal*, 2020, available at: <https://onepetro.org/SJ/article-abstract/doi/10.2118/200501-PA/453803/Effective-Stress-Coefficients-of-Porous-Rocks?redirectedFrom=fulltext> (accessed 11 December 2020). DOI: 10.2118/200501-PA

34. Liu C. et al. Experimental study on strain behavior and permeability evolution of sandstone under constant amplitude cyclic loading unloading. *Energy Science & Engineering*, 2020, vol. 8, no. 2, pp. 452–465. DOI: 10.1002/ese3.527

35. Yang S.Q., Hu B. Creep and permeability evolution behavior of red sandstone containing a single fissure under a confining pressure of 30 MPa. *Scientific reports*, 2020, vol. 10, no. 1, pp. 1–17. DOI: 10.1038/s41598-020-58595-2

36. Zhang D. et al. Influence of loading and unloading velocity of confining pressure on strength and permeability characteristics of crystalline sandstone. *Results in Physics*, 2018, vol. 9, pp. 1363–1370. DOI: 10.1016/j.rinp.2018.04.043

37. Mubarak H. et al. Plasticity and Damage Analysis of Berea Sandstone via Cyclic Triaxial Loading Under High Confinement Pressure. *53rd US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*. American Rock Mechanics Association, 2019, available at: <https://onepetro.org/ARMAUSRMS/proceedings-abstract/ARMA19/All-ARMA19/ARMA-2019-2882/125140> (accessed 02 December 2020).

38. Bakhorji A., Schmitt D.R. Laboratory measurements of static and dynamic bulk moduli in carbonate. *44th US Rock Mechanics Symposium and 5th US-Canada Rock Mechanics Symposium*. OnePetro, 2010. DOI: 10.1190/1.3255258

39. Yan F. et al. Comparison of dynamic and static bulk moduli of reservoir rocks. *SEG Technical Program Expanded Abstracts 2017*. Society of Exploration Geophysicists, 2017, pp. 3711–3715. DOI: 10.1190/segam2017-17664075.1

40. Siggins A.F., Dewhurst D.N. Saturation, pore pressure and effective stress from sandstone acoustic properties. *Geophysical Research Letters*, 2003, vol. 30, no. 2. DOI: 10.1029/2002GL016143

41. Olsen C., Christensen H.F., Fabricius I.L. Static and dynamic Young's moduli of chalk from the North Sea. *Geophysics*, 2008, vol. 73, no. 2, pp. E41–E50. DOI: 10.1190/1.2821819

42. Penkov G.M., Karman'skii D.A., Petrakov D.G. Issledovanie zavisimosti mezhdu fiziko-mekhanicheskimi svoystvami peschanika i skorosti prokhozhdeniya uprugikh voln [Studying the dependencies between the sandstone physical and mechanical properties and its elastic wave velocity]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya, neftegazovoe i gornoe delo*, 2020, vol. 20, no. 1, pp. 27–36. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.1.3

43. Kovari K. et al. Suggested methods for determining the strength of rock materials in triaxial compression: revised version. *Intl J of Rock Mech & Mining Sci & Geomechanic Abs*, 1983, vol. 20, no. 6, pp. 285–290. DOI: 10.1016/0148-9062(83)90598-3

44. GOST 21153.8-88. Porody gornye. Metod opredeleniya predela prochnosti pri ob'emnom szhatii [GOST 21153.8-88. Mountain rocks. Method for determining the ultimate strength under volumetric compression]. Moscow, 1988.

45. Bieniawski Z.T., Bernede M.J. Suggested methods for determining the uniaxial compressive strength and deformability of rock materials: Part 1. Suggested method for determining deformability of rock materials in uniaxial compression. *International journal of rock mechanics and mining sciences & geomechanics abstracts*. Pergamon, 1979, vol. 16, no. 2, pp. 138–140. DOI: 10.1016/0148-9062(79)91451-7

46. GOST 28985-91. Porody gornye. Metod opredeleniya deformatsionnykh kharakteristik pri odnoosnom szhatii [GOST 28985-91. Mountain rocks. Method for determining the deformation characteristics under uniaxial compression]. Moscow, 1991.

47. Aydin A. Upgraded ISRM suggested method for determining sound velocity by ultrasonic pulse transmission technique. *Rock mechanics and rock engineering*, 2014, vol. 47, no. 1, pp. 255–259. DOI: 10.1007/s00603-013-0454-z

48. Fjar E. et al. Petroleum related rock mechanics. Elsevier, 2008.

49. GOST 21153.7-75. Porody gornye. Metod opredeleniya skorosti rasprostraneniya uprugikh prodl'nykh i poperechnykh voln [GOST 21153.7-75. Mountain rocks. Method for determining the velocities of propagation of elastic longitudinal and transverse waves]. Moscow, 1975.