



УДК 622.276:552.578.2.061.4

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2020

## ЛАБОРАТОРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ И ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ПОРОД КОЛЛЕКТОРОВ НА РАЗЛИЧНЫХ ЭТАПАХ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ

Д.А. Карманский, Д.Г. Петраков

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

## LABORATORY MODELING OF CHANGES IN MECHANICAL AND FLOW PROPERTIES OF RESERVOIR ROCKS AT THE STAGES OF OIL FIELDS DEVELOPMENT

Daniil A. Karmanskiy, Dmitriy G. Petrakov

Saint Petersburg Mining University (2 21<sup>st</sup> 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:

эффективное давление, пластовое давление, горное давление, пористость, проницаемость, насыщенность, обводненность, деформации, прочностные свойства, упругие свойства, пороупругость, одноосное сжатие.

На различных этапах разработки нефтяных и газовых месторождений пласт испытывает различные напряженно-деформированные состояния. Изменение пластового давления в процессе разработки приводит к смене физико-механических свойств пласта. С точки зрения геохимии, на свойства вмещающих пород также оказывают влияние сами флюиды. Процесс извлечения пластовой жидкости может вызывать не только закупоривание фильтрационных каналов вымываемыми частицами породы и выпадением парафинов и солей, но и уменьшение прочностных и упругих характеристик породы.

В статье приведен краткий анализ работ, затрагивающих причины изменения физико-механических и фильтрационно-емкостных свойств пластов в процессе бурения и разработки месторождений нефти. Приведена методика теоретического расчета изменений пористости и проницаемости пластов.

Для установления сходимости теоретических методов расчета с реальными данными были проведены испытания по определению предела прочности при одноосном сжатии и фильтрационные эксперименты на терригенных образцах одного из месторождений Западной Сибири. В эксперименте по определению физико-механических свойств в качестве жидкостей насыщения использовались вода и керосин в различном соотношении. На основе полученных данных были выведены зависимости модуля упругости и предела прочности при одноосном сжатии от различного вида насыщенности, приведены графики и расчетные формулы. В фильтрационном эксперименте при объемном сжатии определялось влияние эффективного давления на проницаемость образцов. Установлены зависимости уменьшения проницаемости от осевой нагрузки на образец.

Полученные зависимости можно использовать при подготовке геолого-технических мероприятий по интенсификации притока и при управлении разработкой месторождения на протяжении всего жизненного цикла.

### Key words:

effective pressure, reservoir pressure, rock pressure, porosity, permeability, saturation, watercut, deformation, strength properties, elastic properties, poroelasticity, uniaxial compression.

At various stages of the development of oil and gas fields, the formation experiences various stress-strain states. Changes in reservoir pressure during development lead to changes in the physical and mechanical properties of the reservoir. The properties of the host rocks are also influenced by the fluids themselves. The process of extracting formation fluid can cause not only clogging of the filtration channels with leached rock particles and precipitation of paraffins and salts, but also a decrease in the strength and elastic characteristics of the rock.

The article provides a brief analysis of the works affecting the causes of changes in the physico-mechanical and filtration-reservoir properties of reservoirs during drilling and development of oil fields. The technique of theoretical calculation of changes in porosity and permeability of formations is given.

To establish the convergence of theoretical calculation methods with real data, tests were carried out to determine the tensile strength under uniaxial compression and filtration experiments on terrigenous samples of one of the fields in Western Siberia. In an experiment to determine the physico-mechanical properties, water and kerosene in various proportions were used as saturation liquids. Based on the data obtained, the dependences of the elastic modulus and tensile strength under uniaxial compression on various types of saturation were derived, graphs and calculation formulas are presented. In the filtration experiment with volume compression, the effect of the effective pressure on the permeability of the samples was determined. The dependences of the decrease in permeability on the axial load on the sample are established.

The obtained dependencies can be used in the preparation of geological and technical measures for stimulation of inflow and in the management of field development throughout the entire life cycle.

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

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

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

**Dmitriy G. Petrakov** (Author ID in Scopus: 57015158900) – PhD in Engineering, Head of Oil and Gas Department (tel.: +007 921 788 19 62, e-mail: petrakovdg@mail.ru).

## Введение

Установившееся на протяжении геологических времен равновесное состояние пород претерпевает изменения начиная с этапа разведки и освоения месторождения (рис. 1). На каждом этапе разработки на пласт оказывается воздействие различными физическими (изменение/поддержание пластового давления, перфорация, гидравлический разрыв пласта и пр.) и химическими (применение химических методов увеличения нефтеотдачи и пр.) факторами, так или иначе влияющими на фильтрационно-емкостные и физико-механические свойства коллектора [1–2].

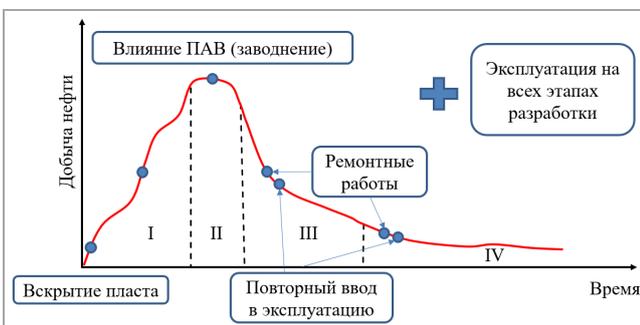


Рис. 1. Основные этапы разработки месторождения

Влияние поверхностно-активных веществ при бурении скважин определялось в целях увеличения скорости бурения и снижения давления при гидроразрыве пласта [3–9]. Однако ввиду сложности процессов, протекающих в пласте, эффекта снижения прочности пород от применения растворов поверхностно-активных веществ на практике зачастую не наблюдается [10–11]. В работах [12–13] изменение свойств пород связывается с химическим составом, диэлектрической проницаемостью и электропроводностью насыщающих жидкостей. Минерализация воды, используемой в системе поддержания пластового давления, может оказывать влияние на проницаемость породы [14–18]. Влияние эффективного давления на сжимаемость пор и изменение проницаемости подробно рассмотрено в работах [19–31].

Для повышения точности проектирования разработки рекомендуется использовать все имеющиеся данные о месторождении и коллекторе, а также постоянно отслеживать их изменения во времени.

## Пористость и проницаемость пласта как функция пластового давления

Основная составляющая напряженного состояния складывается из веса вышележащей толщи пород и почти не изменяется за время разработки месторождения. При наличии связи пласта с поверхностными водами давление в нем будет соответствовать гидростатическому давлению столба жидкости, выходящему на земную поверхность. Если при формировании залежи у пластовой жидкости не было возможности оттока, то такая залежь будет обладать аномально высоким пластовым давлением. В обоих случаях должно поддерживаться оптимальное пластовое давление, чтобы не допустить необратимых деформаций пласта, которые повлекут за собой значительное уменьшение фильтрационно-емкостных свойств и резкое падение дебитов.

В работе [19] описана методика расчета изменения проницаемости и пористости по методу нагружения при поддержании неизменного порового давления. Деформация при одноосном сжатии в условиях дренирования изменяется по формуле

$$e = e_{11} = \frac{\sigma_{11}^f - (1 - m_0)\beta_1 K p_0}{(1 - m_0)(\lambda_1 + 2\lambda_2)} = -\frac{B}{1 - m_0} p_{\text{эф}},$$

где  $\sigma_{11}^f$  – фиктивные напряжения, МПа;  $m_0$  – пористость, доли ед.;  $\beta_0 K$ ,  $\beta_1 K$  – цементированность пористой среды;  $p_0$  – пластовое давление, МПа;  $p_{\text{эф}}$  – эффективное давление, МПа;  $B = \frac{1}{\lambda_1 + 2\lambda_2}$ , где  $\lambda_1$ ,  $\lambda_2$  – соответственно первый и второй параметры Ламе.

Соотношение  $\varepsilon = \beta_1 K$  называется механической характеристикой горной породы – критерием степени уплотнения грунта или степени цементированности горной породы. Чем ближе показатель цементированности  $\varepsilon$  к единице, тем труднее переупаковываются частицы, тем жестче они связаны друг с другом [19].

Эффективное давление определяется по формуле

$$p_{\text{эф}} = -\sigma_{11}^f + (1 - m_0)\beta_0 K p_0 = q - (1 - m_0)\beta_1 K p_0 = q - n p_0,$$

где  $q$  – полная приложенная нагрузка, МПа.

Авторами [32] утверждается, что в силу малых величин капиллярного давления его влиянием на эффективное давление можно пренебречь.

Коэффициент  $n = (1 - m_0)\beta_1 K$  показывает, какую долю порового давления необходимо учитывать. В статье при расчетах использовалось значение  $n = 0,8$ , что соответствует рассчитанному значению коэффициента сцементированности  $\varepsilon = \beta_1 K = 0,2 - 0,3$  [19, 33–43].

Из уравнений неразрывности и обобщенного закона Гука устанавливается связь между приращением пористости  $\Delta m$ , объемной деформацией  $\Delta e$  образца и приращением порового давления  $\Delta p$  [19]:

$$\Delta m = (1 - m_0)(1 - \beta_1 K)(\Delta e + \beta_1 \Delta p).$$

Коэффициенты сжимаемости пор, среды и скелета породы определяются по формулам

$$\beta_{\text{п}} = \left( \frac{1}{v_{\text{пор}}} \right) \frac{\Delta v_{\text{пор}}}{\Delta p_*} = \frac{\beta_c}{m_0},$$

$$\beta_c = \frac{\Delta m}{\Delta p_*} = \frac{1}{v_0} \frac{\Delta v_{\text{пор}}}{\Delta p_*},$$

$$\beta_{\text{тв}} = \frac{\Delta e}{\Delta p_*} = \frac{1}{v_0} \frac{\Delta v}{\Delta p_*},$$

где  $\beta_{\text{п}}$  – сжимаемость пор, МПа<sup>-1</sup>;  $\beta_c$  – сжимаемость среды, МПа<sup>-1</sup>;  $\beta_{\text{тв}}$  – сжимаемость скелета породы, МПа<sup>-1</sup>;  $v_0$  – начальный объем образца;  $\Delta v$  – изменение его полного объема;  $\Delta v_{\text{пор}}$  – изменение объема пор;  $\Delta p_*$  – фиксируемая (одновременно с поровым давлением) величина приложенной нагрузки (эффективное давление), МПа.

График зависимости пористости от эффективного давления с высокой точностью описывается экспоненциальной зависимостью [19]

$$m = m_0 \exp[a_m (p^f - p_0^f)],$$

где  $m$  – коэффициент пористости при давлении  $p^f$ ;  $m_0$  – коэффициент пористости при начальном давлении  $p_0^f$ ;  $a_m \approx \beta_{\text{п}}$  – коэффициент сжимаемости пор, МПа<sup>-1</sup>.

Расчет проницаемости производится как функция пористой среды:

$$k = k_0 \left( \frac{m}{m_0} \right)^{a_k/a_m},$$

где  $k, m$  – проницаемость и пористость при эффективном давлении;  $a_k, a_m$  – коэффициенты изменения проницаемости и сжимаемости пор соответственно, МПа<sup>-1</sup>,  $a_k/a_m \approx 10$  для песчаных пород.

### Результаты экспериментальных исследований

Для определения влияния насыщенности породы на свойства терригенных пород были проведены исследования прочностных и упругих характеристик [44–46]. В качестве материала использовались образцы пород (в основном песчаник) месторождений Западной Сибири, залегающих на глубине около 1800 м.

На рис. 2 представлены результаты определения предела прочности и модуля упругости при одноосном сжатии. По результатам исследований зависимости между водонасыщенностью образца и коэффициентом Пуассона установить не удалось. Приняты следующие обозначения: группа 0 – образцы в воздушно-сухом состоянии; группа 1 – образцы, полностью насыщенные керосином; группа 2 – образцы, насыщенные на 25 % водой и на 75 % керосином; группа 3 – образцы, насыщенные на 50 % водой и на 50 % керосином; группа 4 – образцы, насыщенные на 75 % водой и на 25 % керосином; группа 5 – образцы, полностью насыщенные водой.

Перечисленные группы можно связать с этапами разработки: группы 1–2 можно отнести к этапам ввода в эксплуатацию и наращиванию добычи на месторождении; группа 3 соответствует этапу стабильно высокого уровня добычи; группы 4–5 – этапам снижения добычи и роста обводненности добываемой продукции.

Зависимость модуля упругости образца породы  $E$ , ГПа, от насыщенности жидкостью можно представить в виде

$$E = 9,8127 \exp(-0,002 \cdot S_w),$$

где  $S_w$  – водонасыщенность, доли ед.

Фильтрационный эксперимент (рис. 3, а, б) был проведен при давлении обжима 40 МПа, что соответствует горному давлению на глубине 1800 м. Через насыщенный водой образец прокачивалась слабоминерализованная вода с постоянным расходом до стабилизации порового давления. После стабилизации порового давления ступенчато повышалась осевая нагрузка на образец: первая ступень нагрузки – 2 кН, далее с 10 до 50 кН с шагом 10 кН, всего шесть ступеней (см. рис. 3, а). После испытания образец был разрушен для определения предела прочности [47–49].

Коэффициент проницаемости зерна  $k$ , м<sup>2</sup> (1 Дарси =  $1,02 \cdot 10^{-12}$  м<sup>2</sup>), определялся по закону Дарси:

$$k = \frac{\mu \cdot L \cdot Q}{S \cdot \Delta P},$$

где  $\mu$  – динамическая вязкость жидкости, Па·с;  $L$  – длина зерна, м;  $Q$  – заданный расход жидкости через зерно, м<sup>3</sup>/с;  $S$  – площадь поперечного сечения образца зерна, м<sup>2</sup>;  $\Delta P$  – перепад давления на концах образца зерна при заданном расходе, Па.

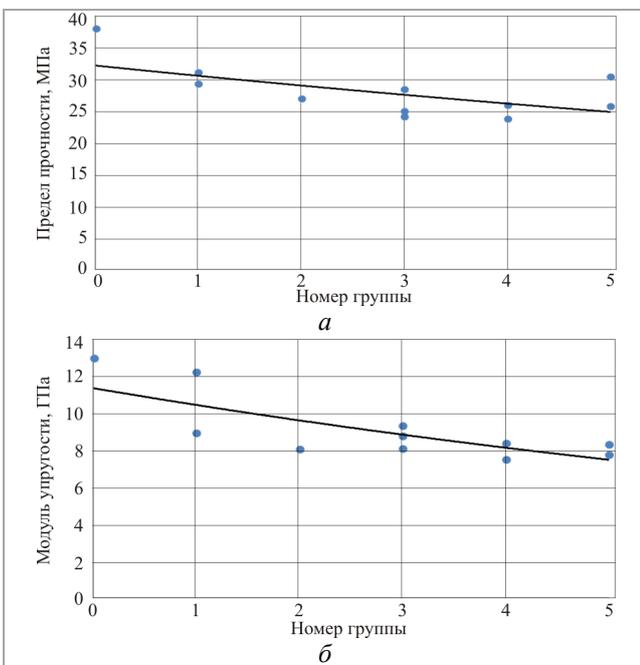


Рис. 2. Зависимость предела прочности (а); модуля упругости (б) от вида насыщающей жидкости

Эффективное давление для каждой ступени определялось по формуле

$$P_{\text{эф}} = P_{\text{горн}} + P_{\text{верт}} - P_{\text{пор}},$$

где  $P_{\text{горн}}$  – давление обжима, МПа;  $P_{\text{верт}}$  – создаваемое осевое давление, МПа;  $P_{\text{пор}}$  – поровое давление в образце, МПа.

Коэффициент изменения проницаемости вычислили с помощью выражения

$$\Delta k = \frac{k_i}{k_0},$$

где  $k_i$  – коэффициент проницаемости  $i$ -й ступени;  $k_0$  – коэффициент проницаемости на первой ступени, мД.

На рис. 3, б представлена зависимость изменения проницаемости от эффективного давления. При увеличении эффективного давления на образец с 20 до 40 МПа наблюдается уменьшение проницаемости на 20 %. При эффективном давлении 60 МПа уменьшение проницаемости составляет около 30 % от первоначального значения, процесс уменьшения проницаемости постепенно снижается.

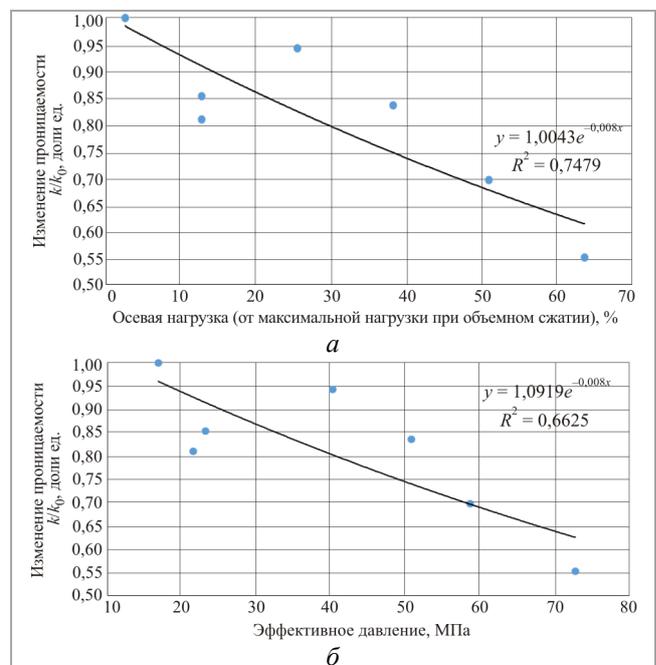


Рис. 3. Зависимость изменения проницаемости от осевой нагрузки при объемном сжатии (а) и от эффективного давления (б)

## Результаты теоретических исследований

С использованием полученной экспериментальным путем зависимости модуля упругости от водонасыщенности был произведен расчет изменения относительных деформаций и проницаемости.

На рис. 4, а показана зависимость относительных деформаций коллектора от насыщенности и эффективного давления. С увеличением содержания воды в коллекторе растут относительные деформации, т.е. порода становится более пластичной, предел прочности при одноосном сжатии снижается. Преобладание пластических деформаций вызывает необратимое сжатие коллектора и приводит к снижению предела упругости горной породы. Прирост относительной деформации при увеличении эффективного давления выше у водонасыщенных образцов, что также объясняется увеличением пластичности в присутствии воды. На рис. 4, б представлена зависимость изменения проницаемости от насыщенности и эффективного давления. Наибольшее уменьшение проницаемости наблюдается при значительном уменьшении пластового давления и росте обводненности (линия 5).

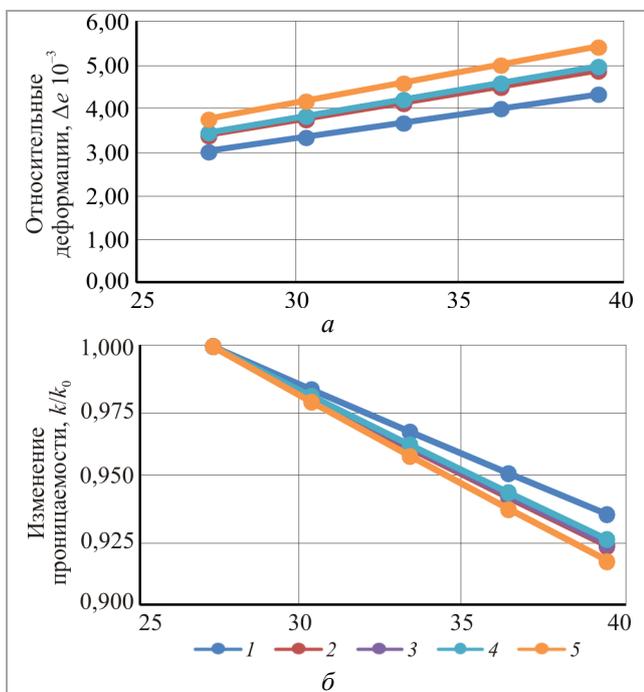


Рис. 4. Зависимости относительных деформаций (а) и изменения проницаемости (б) от насыщенности и эффективного давления

Следует отметить сходимость результатов, полученных экспериментальным и расчетным путем. Расчетное уменьшение проницаемости при увеличении эффективного давления с 30 до 40 МПа составляет 6,67 % для полностью водонасыщенной породы. При проведении лабораторного эксперимента для идентичного образца было получено значение 6,6 % при увеличении эффективного давления в том же диапазоне.

## Заключение

Полученные результаты теоретических и экспериментальных исследований доказывают необходимость изучения свойств пород в различных насыщенных состояниях.

Вид насыщающей жидкости определяет деформируемость, прочностные и упругие свойства, изменения пористости и проницаемости.

Снижение прочности пород и преобладание пластических деформаций возникают не только по мере снижения пластового давления, но и из-за постепенного роста обводненности. Все это может изменить ожидаемый эффект от проведения горнотехнических мероприятий по интенсификации притока.

Использованный метод оценки изменения проницаемости дал схожий с экспериментальными данными результат. Тем не менее следует отметить, что исследования проводились для гидрофильных коллекторов, необходимо выполнить аналогичные исследования для гидрофобных пород.

## Библиографический список

1. Колчицкая Т.Н., Михайлов Н.Н. Влияние циклических режимов эксплуатации скважин на изменение состояния нефтегазовых пластов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – № 5. – С. 78–81.
2. Влияние свойств горных пород на движение в них жидкости / А. Бан [и др.]. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – С. 158–187.
3. Ребиндер П.А. Поверхностные явления в дисперсных системах. Физико-химическая механика // Избранные труды. – М.: Наука, 1979. – 384 с.

4. Ребиндер П.А., Шрейнер Л.А. Физико-химический метод ускорения бурения твердых пород с помощью добавок, понизителей твердости к промывным водам // Горный журнал. – 1938. – № 8–9. – С. 16.
5. Ребиндер П.А., Шрейнер Л.А., Жигач К.Ф. Применение понизителей твердости для повышения скоростей бурения на нефть в твердых породах Восточных месторождений // Нефтяная промышленность СССР. – 1940. – № 5. – С. 54.
6. Ребиндер П.А., Щукин Е.Д. Поверхностные явления в твердых телах в процессах их деформации и разрушения // Успехи физических наук. – 1972. – Т. 108, вып. 1. – С. 3–42.
7. Najmud D., Hayatdavoudi A., Ghalambor A. Laboratory investigation of saturation effect on mechanical properties of rocks // SPWLA 31<sup>st</sup> Annual Logging Symposium. – 1990. – P. 1–23.
8. Михайлов Н.Н., Попов С.Н. Экспериментальные и теоретические исследования влияния механохимических эффектов на фильтрационно-емкостные, упругие и прочностные свойства пород-коллекторов [Электронный ресурс] // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. – 2015. – № 1 (11). – URL: [http://oilgasjournal.ru/vol\\_11/popov.html](http://oilgasjournal.ru/vol_11/popov.html) (дата обращения: 10.07.2019).
9. Гладков П.Д., Рогачев М.К. Исследование влияния гидрофобизирующих составов на механическую прочность образцов полимиктовых песчаников // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 1. – P. 360–366.
10. Евсеев В.Д. О возможности использования эффекта П.А. Ребиндера при бурении скважин // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 317, № 1. – С. 165–169.
11. Евсеев В.Д. Природа эффекта Ребиндера при разрушении горных пород // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 11. – С. 38–40.
12. Карманский А.Т. Экспериментальное обоснование прочности и разрушения насыщенных осадочных горных пород: автореф. дис. ... д-ра техн. наук. – СПб., 2010. – 37 с.
13. Карманский А.Т., Ставрогин А.Н. Влияние влажности, вида напряженного состояния и скорости разрушения на физико-механические свойства горных пород // ФТПРПИ. – 1992. – № 4. – С. 3–10.
14. Влияние геолого-физических характеристик продуктивных пластов и свойств пластовых флюидов на выбор вытесняющего агента при заводнении / М. Игдавлетова, Т. Исмагилов, И. Ганиев, А. Телин // Neftgaz.ru. – 2014. – № 7–8. – С. 18–25.
15. Vászrhelyi B., Ván P. Influence of water content on the strength of rock // Engineering Geology. – 2006. – Vol. 84, № 1–2. – P. 70–74.
16. 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#](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: 10.07.2019).
17. Глушенко В.Н., Силин М.А. Объемные и поверхностно-активные свойства жидкостей // Нефтепромысловая химия. – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – Т. 2. – 549 с.
18. Экспериментальное и численное моделирование взаимодействия пластовых и технических вод при разработке месторождения им. Ю. Корчагина / С.В. Делия, Л.А. Абукова, О.П. Абрамова, Л.А. Анисимов, С.Н. Попов, И.В. Воронцова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 10. – С. 34–41.
19. Николаевский В.Н., Басниев К.С., Горбунов А.Т. Механика насыщенных пористых сред. – М.: Недра, 1970. – 339 с.
20. Bishop A.W. The influence of an undrained change in stress on the pore pressure in porous media of low compressibility // Geotechnique. – 1973. – Т. 23, № 3. – P. 435–442.
21. Dake L.P. Fundamentals of reservoir engineering. – Elsevier, 1983. – Vol. 8. – 492 p.
22. Fischer G.J. The determination of permeability and storage capacity: Pore pressure oscillation method // International Geophysics. – Academic Press, 1992. – Vol. 51. – P. 187–211.

23. Lin S., Lai B. Experimental investigation of water saturation effects on Barnett Shale's geomechanical behaviors / Society of Petroleum Engineers. – 2013. DOI: 10.2118/166234-MS
24. Predicting reservoir rock mechanical properties directly from sedimentary characterisation [Электронный ресурс] / K. Liu [et al.] // SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition / Society of Petroleum Engineers. – 2016. – URL: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-182342-MS> (дата обращения: 10.07.2019).
25. 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. – № 9. – P. 1–15.
26. 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: 10.07.2019).
27. Wang H.F. Theory of linear poroelasticity with applications to geomechanics and hydrogeology. – Princeton University Press, 2017. – P. 26–49.
28. 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.
29. Skempton A.W. Effective stress in soils, concrete and rocks-Pore pressure and suction in solis // Conference of the British National Society. – London, 1961. – P. 4–16.
30. Terzaghi K. Theoretical soil mechanics. – London: Chapman And Hall, Limited, 1951. – P. 123–130.
31. Zimmerman R.W., Somerton W.H., King M.S. Compressibility of porous rocks // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. – 1986. – Vol. 91, № B12. – P. 12765–12777.
32. Petroleum related rock mechanics / E. Fjar, R.M. Holt, P. Horsrud [et al.]. – 2nd ed. – Elsevier, 2008. – Vol. 53. – 492 p.
33. Measuring the Biot stress coefficient and its implications on the effective stress estimate [Электронный ресурс] / A. Nermoen, R. Korsnes, H. Christensen, N. Trads, A. Hiorth, M.V. Madland // 47th US Rock Mechanics. Geomechanics Symposium. – 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#](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: 10.07.2019).
34. Jun He, Zhenhua Rui, Kegang Ling. A new method to determine Biot's coefficients of Bakken samples // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2016. – Vol. 35, part A. – P. 259–264.
35. Biot M.A. General theory of three-dimensional consolidation // Journal of Applied Physics. – 1941. – Vol. 12, № 2. – P. 155–164.
36. Biot's effective stress coefficient evaluation: static and dynamic approaches / W. Bailin [et al.] // ISRM International Symposium-2nd Asian Rock Mechanics Symposium / International Society for Rock Mechanics and Rock Engineering. – Beijing, 2001. – P. 369–372.
37. Experimental evaluation of Biot's poroelastic parameter – Three different methods / J.A. Franquet [et al.] // Rock Mechanics for Industry. – 1999. – P. 349–355.
38. 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.
39. 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.
40. Sahay P.N. Biot constitutive relation and porosity perturbation equation // Geophysics. – 2013. – Vol. 78, № 5. – P. L57–L67.
41. 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.

42. 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%E2%80%99s+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%E2%80%99s+coefficient+for+rock&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#) (дата обращения: 10.07.2019).

43. 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%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#](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: 10.07.2019).

44. Karmanskiy D., Maltsev A. Theoretical and experimental evaluation of formation fluid composition influence on filtration and elastic properties of porous media // Physical and mathematical modeling of Earth and environment processes / eds. V. Karev, D. Klimov, K. Pokazeev. – Springer, Cham, 2017. – P. 84–89.

45. Penkov G.M., Karmansky D.A., Petrakov D.G. Simulation of a fluid influx in complex reservoirs of Western Siberia // Topical Issues of Rational Use of Natural Resources: Proceedings of the International Forum-Contest of Young Researchers. – St. Petersburg, 2018. – P. 119–124.

46. 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. – 1979. – Vol. 16, iss. 2. – P. 138–140.

47. Sato M., Takemura T., Takahashi M. Development of the permeability anisotropy of submarine sedimentary rocks under true triaxial

stresses // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2018. – Vol. 108. – P. 118–127.

48. Triaxial test research on mechanical properties and permeability of sandstone with a single joint filled with gypsum / J. Yu [et al.] // KSCE Journal of Civil Engineering. – 2016. – Vol. 20, № 6. – P. 2243–2252.

49. Suggested methods for determining the strength of rock materials in triaxial compression: Revised version // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts. – 1983. – Vol. 20, iss. 6. – P. 285–290.

## References

1. Kolchitskaia T.N., Mikhailov N.N. Vliianie tsiklicheskih rezhimov ekspluatatsii skvazhin na izmenenie sostoianiia neftegazovykh plastov [The influence of cyclic modes of well operation on the state of oil and gas reservoirs]. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*, 2002 no.5, pp.78-81.

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

3. Rebinder P.A. Poverkhnostnye iavleniia v dispersnykh sistemakh. fiziko-khimicheskaia mekhanika [Surface phenomena in dispersed systems. Physicochemical Mechanics]. *Izbrannye trudy*. Moscow, Nauka, 1979, 384 p.

4. Rebinder P.A., Shreiner L.A. Fiziko-khimicheskii metod uskoreniia bureniia tverdykh porod s pomoshchiu dobavok, ponizitelei tverdosti k promyvnyim vodam [Physicochemical method of accelerating hard rock drilling using additives, hardness reducers to wash water]. *Mining Journal*, 1938, no.8-9, p.16.

5. Rebinder P.A., Shreiner L.A., Zhigach K.F. Primenenie ponizitelei tverdosti dlia povysheniia skorostei bureniia na neft v tverdykh porodakh vostochnykh mestorozhdenii [The use of hardness reducers to increase oil drilling speeds in East Rocks]. *Neftianaiia promyshlennost SSSR*, 1940, no.5, p.54.

6. Rebinder P.A., Shchukin E.D. Poverkhnostnye iavleniia v tverdykh telakh v protsessakh

ikh deformatsii i razrusheniia [Surface phenomena in solids in the processes of their deformation and destruction]. *Uspekhi fizicheskikh nauk*, 1972, vol.108, iss.1, pp.3-42.

7. Najmud D., Hayatdavoudi A., Ghalambor A. Laboratory investigation of saturation effect on mechanical properties of rocks. *SPWLA 31<sup>st</sup> Annual Logging Symposium*, June 24-27, 1990, pp.1-23.

8. Mikhailov N.N., Popov S.N. Eksperimentalnye i teoreticheskie issledovaniia vliianiia mekhanokhimicheskikh effektov na filtratsionno-emkostnye, uprugie i prochnostnye svoistva porod-kollektorov [Experimental and theoretical studies of the influence of mechanochemical effects on the filtration-capacitive, elastic and strength properties of reservoir rocks]. *Georesursy, geoenergetika, geopolitika*, 2015, no. 1 (11), available at: [http://oilgasjournal.ru/vol\\_11/popov.html](http://oilgasjournal.ru/vol_11/popov.html) (accessed 10 July 2019).

9. Gladkov P.D., Rogachev M.K. Issledovanie vliianiia gidrofobiziruiushchikh sostavov na mekhanicheskuiu prochnost obraztsov polimiktovykh peschanikov [Investigation of the effect of hydrophobizing compounds on the mechanical strength of polymict sandstones]. *Neftegazovoe delo*, 2012, no.1, pp.360-366.

10. Evseev V.D. O vozmozhnosti ispolzovaniia effekta P.A. Rebintera pri burenii skvazhin [On the possibility of using the effect of P.A. Rebinder when drilling wells]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*, 2010, vol.317, no.1, pp.165-169.

11. Evseev V.D. Priroda effekta Rebintera pri razrushenii gornykh porod [The nature of the Rebinder's effect at rocks destruction]. *Oil industry*, 2011, no.11, pp.38-40.

12. Karmanskii A.T. Eksperimentalnoe obosnovanie prochnosti i razrusheniia nasyshchennykh osadochnykh gornykh porod [Experimental substantiation of the strength and fracture of saturated sedimentary rocks]. Abstract of Doctor's degree dissertation. Saint Petersburg, 2010, 37 p.

13. Karmanskii A.T., Stavrogina A.N. Vliianie vlazhnosti, vida napriazhennogo sostoianiia i skorosti razrusheniia na fiziko-mekhanicheskie svoistva gornykh porod

[Influence of humidity, type of stress state and rate of destruction on physical and mechanical properties of rocks]. *FTPRPI*, 1992, no.4, pp.3-10.

14. Igdavletova M., Ismagilov T., Ganiev I., Telin A. Vliianie geologo-fizicheskikh kharakteristik produktivnykh plastov i svoistv plastovykh fluidov na vybor vytesniaiushchego agenta pri zavodnenii [The influence of the geological and physical characteristics of reservoirs and the properties of reservoir fluids on the choice of a displacing agent during flooding]. *Neftegaz.ru*, 2014, no.7-8, pp.18-25.

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

16. 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, available at: [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#](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 10 July 2019).

17. Glushchenko V.N., Silin M.A. Obemnye i poverkhnostno-aktivnye svoistva zhidkosti [Volumetric and surface-active properties of liquids]. *Neftepromyslovaia khimiia*. Moscow, Interkontakt Nauka, 2010, vol.2, 549 p.

18. Delia S.V., Abukova L.A., Abramova O.P., Anisimov L.A., Popov S.N., Vorontsova I.V. Eksperimentalnoe i chislennoe modelirovanie vzaimodeistviia plastovykh i tekhnicheskikh vod pri razrabotke mestorozhdeniia im. Iu. Korchagina [Experimental and numerical modeling of the interaction of formation and industrial waters during the development of the field named after Y. Korchagin]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2012, no.10, pp.34-41.

19. Nikolaevskii V.N., Basniev K.S., Gorbunov A.T. Mekhanika nasyshchennykh poristyykh sred [Mechanics of saturated porous media]. Moscow, Nedra, 1970, 339 p.

20. 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.
21. Dake L.P. Fundamentals of reservoir engineering. Elsevier, 1983, vol.8, 492 p.
22. Fischer G.J. The determination of permeability and storage capacity: Pore pressure oscillation method. *International Geophysics. Academic Press*, 1992, vol.51, pp.187-211.
23. Lin S., Lai B. Experimental investigation of water saturation effects on Barnett Shale's geomechanical behaviors. Society of Petroleum Engineers, 2013. DOI: 10.2118/166234-MS
24. Liu K. et al. Predicting reservoir rock mechanical properties directly from sedimentary characterisation. *SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers, 2016, available at: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-182342-MS> (accessed 10 July 2019).
25. 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.
26. Alam M.M. et al. Effective stress coefficient for uniaxial strain condition. *46<sup>th</sup> 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#](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 July 2019).
27. Wang H.F. Theory of linear poroelasticity with applications to geomechanics and hydrogeology. Princeton University Press, 2017, pp.26-49.
28. 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.
29. Skempton A.W. Effective stress in soils, concrete and rocks-pore pressure and suction in solis. *Conference of the British National Society*, London, 1961, pp.4-16.
30. Terzaghi K. Theoretical soil mechanics. London, Chapman And Hall, Limited, 1951, pp.123-130.
31. Zimmerman R.W., Somerton W.H., King M.S. Compressibility of porous rocks. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 1986, vol.91, no.B12, pp.12765-12777.
32. Fjar E., Holt R.M., Horsrud P. et al. Petroleum related rock mechanics. 2nd ed. Elsevier, 2008, vol. 53, 492 p.
33. Nermoen A., Korsnes R., Christensen H., Trads N., Hiorth A., Madland M.V. Measuring the Biot stress coefficient and its implications on the effective stress estimate. *47th US Rock Mechanics. Geomechanics Symposium*, 2013, vol.1, available at: [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#](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 10 July 2019).
34. Jun He, Zhenhua Rui, Kegang Ling. A new method to determine Biot's coefficients of Bakken samples. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016, vol.35, part A, pp.259-264.
35. Biot M.A. General theory of three-dimensional consolidation. *Journal of Applied Physics*, 1941, vol.12, no.2, pp.155-164.
36. 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, pp.369-372.
37. Franquet J.A. et al. Experimental evaluation of Biot's poroelastic parameter – three different methods. *Rock Mechanics for Industry*, 1999, pp.349-355.
38. 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.
39. 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.
40. Sahay P.N. Biot constitutive relation and porosity perturbation equation. *Geophysics*, 2013, vol.78, no.5, pp.L57-L67.

41. 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.

42. 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%E2%80%99s+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%E2%80%99s+coefficient+for+rock&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#) (accessed 10 July 2019).

43. Zhou X. et al. Biot's effective stress coefficient of mudstone source rocks. *51st US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*. American Rock Mechanics Association, 2017, available at: [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#](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 10 July 2019).

44. Karmanskiy D., Maltsev A. Theoretical and experimental evaluation of formation fluid composition influence on filtration and elastic properties of porous media. *Physical and mathematical modeling of Earth and environment processes*. Eds. V. Karev,

D. Klimov, K. Pokazeev. Springer, Springer Geology, Cham, 2017, pp.84-89.

45. Penkov G.M., Karmansky D.A., Petrakov D.G. Simulation of a fluid influx in complex reservoirs of Western Siberia. *Topical Issues of Rational Use of Natural Resources: Proceedings of the International Forum-Contest of Young Researchers*. Saint Petersburg, 2018, pp.119-124.

46. 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*, 1979, vol.16, iss.2, pp.138-140.

47. Sato M., Takemura T., Takahashi M. Development of the permeability anisotropy of submarine sedimentary rocks under true triaxial stresses. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2018, vol.108, pp.118-127.

48. Yu J. et al. Triaxial test research on mechanical properties and permeability of sandstone with a single joint filled with gypsum. *KSCE Journal of Civil Engineering*, 2016, vol.20, no.6, pp.2243-2252.

49. Suggested methods for determining the strength of rock materials in triaxial compression: Revised version. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, 1983, vol.20, iss.6, pp.285-290.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Карманский Д.А., Петраков Д.Г. Лабораторное моделирование изменения механических и фильтрационных свойств пород коллекторов на различных этапах разработки месторождений нефти // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2020. – Т.20, №1. – С.49–59. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.1.5

Please cite this article in English as:

Karmanskiy D.A., Petrakov D.G. Laboratory modeling of changes in mechanical and flow properties of reservoir rocks at the stages of oil fields development. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2020, vol.20, no.1, pp.49-59. DOI: 10.15593/2224-9923/2020.1.5