

УДК 622.276 + 552.578.2.061.4

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2024

Определение свойств глинистых пород-коллекторов на различных стадиях разработки месторождений нефти**Д.А. Карманский, Д.Г. Петраков**

Санкт-Петербургский горный университет (Российская Федерация, 199106, г. Санкт-Петербург, 21-я линия Васильевского острова, 2)

Determination of Clayey Reservoir Rock Properties at Various Stages of Oil Field Development**Daniil A. Karmanskiy, Dmitriy G. Petrakov**Saint Petersburg Mining University (2 21st Line, Vasilyevsky island, Saint Petersburg, 199106, Russian Federation)

Получена / Received: 31.08.2023. Принята / Accepted: 29.02.2024. Опубликовано / Published: 31.03.2024

Ключевые слова:

эффективное давление, пластовое давление, горное давление, пористость, проницаемость, пьезопроводность, насыщенность, обводненность, фильтрация, деформации, прочностные свойства, упругие свойства, модуль упругости, коэффициент Пуассона, одноосное сжатие, функция Бакли – Леверетта.

Поднимается вопрос определения свойств горных пород различной насыщенности флюидами и связи изменений этих свойств от стадии разработки месторождения нефти. Приведен минеральный состав исследуемых глинистых образцов пород-коллекторов нефти. Описан процесс изменения прочностных и упругих свойств породы от различной насыщенности керосином и водой. Приведены графики зависимостей предела прочности при одноосном сжатии, модуля упругости и коэффициента Пуассона для пород различной насыщенности флюидами. Снижение прочности и модуля упругости образцов породы при полном замещении керосина водой достигает 15–20 %, а в сравнении с результатами, полученными для образца в воздушно-сухом состоянии, снижение этих же свойств достигает 30–40 %. Исходя из проведенных теоретических и практических исследований, становится очевидной необходимость определения прочностных и упругих свойств горных пород в зависимости от их насыщенности в реальных условиях на месторождении. Приведены результаты фильтрационных исследований для образцов глинистых пород. Установлено, что снижение пластового давления способствует необратимому снижению проницаемости исследованных глинистых пород. Отсюда следует, что внедрение систем поддержания давления на месторождении необходимо осуществлять как можно раньше. Приведен пример расчета относительных фазовых проницаемостей, распределения давления в пласте при постоянном дебите, построены графики распределения фронта вытеснения нефти водой по годам разработки месторождения при плоскорадиальном притоке в скважину. Приведены зависимости коэффициента упругости и пьезопроводности породы от насыщенности флюидами. Полученные результаты и установленные зависимости рекомендуется использовать при прогнозировании изменения прочностных, упругих и фильтрационно-емкостных свойств глинистых пород порового типа на различных стадиях разработки месторождений нефти, в том числе для планирования проведения геолого-технологических мероприятий.

Keywords:

effective pressure, reservoir pressure, rock pressure, porosity, permeability, piezoelectric conductivity, saturation, water cut, filtration, deformation, strength properties, elastic properties, elasticity modulus, Poisson's ratio, uniaxial compression, Buckley-Leverett function.

The article describes the issue of determining the properties of rocks with different fluid saturation and the relationship between changes in these properties from the stage of oil field development. The mineral composition of the studied clayey samples of oil reservoir rocks was given. The process of changes in the strength and elastic properties of the rock due to different saturation with kerosene and water was described. The dependences of the ultimate strength under uniaxial compression, elastic modulus and Poisson's ratio for rocks of different fluid saturation were presented. The decrease in the strength and elastic modulus of rock samples with complete replacement of kerosene with water reached 15-20%, and in comparison with the results obtained for a sample in an air-dry state, the decrease in these same properties reached 30-40%. Based on the theoretical and practical studies the need to determine the strength and elastic properties of rocks depending on saturation in real field conditions became obvious. The results of filtration studies for clay rock samples were presented. It was established that a decrease in reservoir pressure contributed to an irreversible decrease in the permeability of the studied clayey rocks. It followed that the introduction of systems for maintaining reservoir pressure must be carried out as early as possible. An example of calculating relative permeability, pressure distribution in the reservoir at a constant flow rate was given, graphs of the distribution of the water/oil displacement front were constructed by year of field development with a plane-radial inflow into the well. The dependences of the elastic capacity coefficient and piezoelectric conductivity of the rock on fluid saturation were presented. The obtained results and the established dependencies are recommended to be used when predicting changes in the strength, elasticity and filtration-capacitive properties of pore-type clay rocks at various stages of oil field development, including for planning well treatment.

© **Карманский Даниил Александрович** (ORCID: 0000-0002-3214-5322) – ведущий инженер лаборатории физико-механических свойств и разрушения горных пород научного центра геомеханики и проблем горного производства (тел.: +007 (921) 865 20 64, e-mail: Karmanskij_DA@pers.spmi.ru). Контактное лицо для переписки.

© **Петраков Дмитрий Геннадьевич** (ORCID: 0000-0002-0461-1621) – кандидат технических наук, доцент, проректор по образовательной деятельности (тел.: +007 (921) 788 19 62, e-mail: Petraikov_DG@pers.spmi.ru).

© **Daniil A. Karmanskiy** (Author ID Scopus: 57209507897, ORCID: 0000-0002-3214-5322) – Lead Engineer of the Laboratory of Physical and Mechanical Properties and Rock Fracture of the Scientific Center for Geomechanics and Mining Problems (tel.: +007 (921) 865 20 64, e-mail: Karmanskij_DA@pers.spmi.ru). The contact person for correspondence.

© **Dmitriy G. Petrakov** (Author ID Scopus: 57015158900, ORCID: 0000-0002-0461-1621) – PhD in Engineering, Associate Professor, Vice-Rector for Educational Activities (tel.: +007 (921) 788 19 62, e-mail: Petraikov_DG@pers.spmi.ru).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Карманский, Д.А. Определение свойств глинистых пород-коллекторов на различных стадиях разработки месторождений нефти / Д.А. Карманский, Д.Г. Петраков // Недропользование. – 2024. – Т.24, №1. – С.27–34. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.1.4

Please cite this article in English as:

Karmanskiy D.A., Petrakov D.G. Determination of clayey reservoir rock properties at various stages of oil field development. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2024, vol.24, no.1, pp.27-34. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.1.4

Введение

Процесс разработки и эксплуатации нефтяных месторождений включает в себя комплекс разнообразных технических и технологических мероприятий. Принято разделять четыре основные стадии разработки месторождений нефти.

Первая стадия характеризуется интенсивным и постоянным увеличением добычи нефти, быстрым ростом действующего фонда скважин, резким падением пластового давления.

Порода, находящаяся на протяжении длительного времени в равновесном состоянии, подвергается деформированию при начале разработки месторождения и строительстве наземных сооружений, подземных выработок и хранилищ газа. Деформация породы сказывается на ее фильтрационно-емкостных и физико-механических свойствах. Отбор жидкости из пласта-коллектора и снижение пластового давления приводит к увеличению нагрузки на скелет породы, который ранее поддерживался пластовым (поровым) давлением [1–12]. Напряженное состояние, в котором находятся коллекторы нефти и газа, характеризуется эффективным давлением [13–17]:

$$P_{эф} = P_{вн} - nP_{пл}, \quad (1)$$

где $P_{вн}$ – внешнее давление вышележащих пород; $P_{пл}$ – пластовое давление (внутреннее); n – коэффициент, характеризующий величину пластового давления, идущего на разгрузку внешнего давления [18–23].

Процессы перераспределения давления, деформирования и изменения структуры пустотного пространства (уплотнение поровой матрицы, смыкание трещин и каверн) носят механический характер [24, 25].

Для второй стадии разработки месторождений нефти характерно увеличение количества скважин, добычи нефти и начало роста обводненности продукции.

Исследователями [24, 25] отмечается важность химических явлений при добыче углеводородов. Авторы отмечают, что при использовании систем поддержания пластового давления с нагнетанием воды, в пласте возможно возникновение химических реакций, выпадение солей, растворение или выщелачивание пород-коллекторов в зонах проникновения нагнетаемой воды.

Третья стадия характеризуется снижением объемов добываемой нефти, существенным уменьшением числа функционирующих скважин, постоянным ростом обводненности добываемой продукции.

Для четвертой стадии характерны малые темпы добычи нефти, высокая обводненность, дальнейшее уменьшение количества работающих скважин.

На описанных стадиях разработки месторождений нефти в целях увеличения нефтеотдачи пластов и снижения обводненности добываемой продукции применяются различные геологотехнические мероприятия – кислотные или щелочные обработки призабойной зоны пласта (увеличение проницаемости и устранение загрязнений), использование поверхностно-активных веществ (увеличения коэффициента извлечения нефти), применение гидроразрыва пласта и др. Все используемые методы интенсификации притока нефти в скважину влияют на состояние пород-коллекторов.

Таким образом, с начала и до окончания разработки нефтяного месторождения вмещающие горные породы подвергаются механическому и химическому воздействию, изменяются их напряженно-деформированное состояние, фильтрационные и прочностные свойства. Все изменения, претерпеваемые пластами-коллекторами, являются

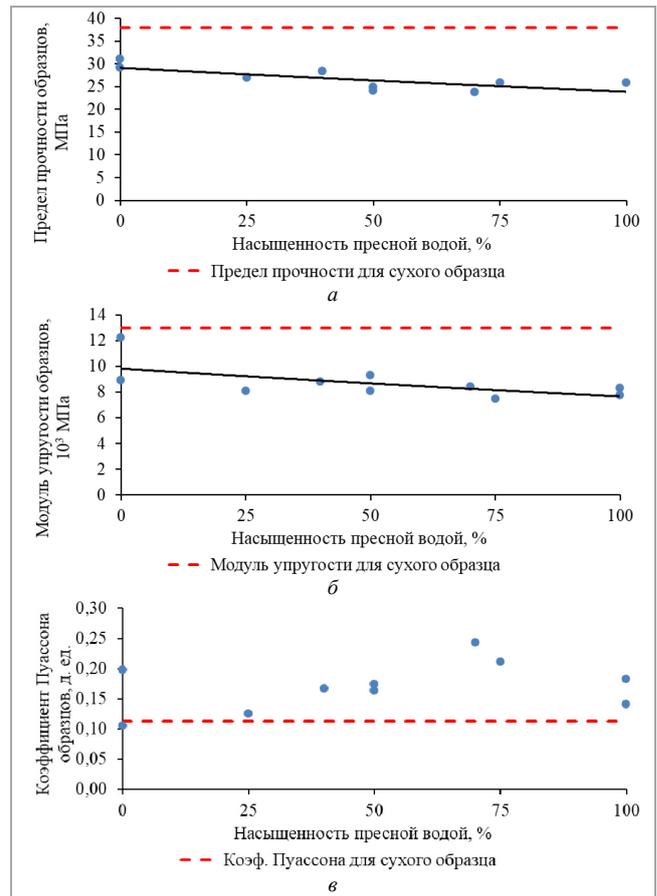


Рис. 1. Образцы породы, предварительно насыщенной керосином: а – зависимость предела прочности от содержания пресной воды в образцах; б – зависимость модуля упругости образцов породы от содержания пресной воды в образцах; в – распределение значений коэффициента Пуассона от содержания пресной воды в образцах

взаимосвязанными. Задачей исследований авторов данной статьи является разработка рекомендаций по эксплуатации нефтяных месторождений на любой стадии их разработки с учетом полученных зависимостей прочностных, упругих и фильтрационных свойств горных пород от вида насыщающего флюида.

Проведение экспериментов

Для моделирования различных стадий разработки нефтяного месторождения была проведена серия экспериментов на образцах мелкозернистых песчаников. Состав породообразующей части аркозовый – полевые шпаты (45–50 %), кварц (35–40 %), а также кремнистые, кварцевые, кварц-слюдистые и эффузивные разности (около 15 %). Цемент глинистый, основные глинистые минералы каолинит и хлорит.

1. Для определения зависимости прочностных и упругих свойств пород от вида насыщающего флюида образцы пород насыщались пресной водой и керосином в различном соотношении. На рис. 1 насыщенность пресной водой, равная 0 %, означает, что образец полностью насыщен керосином. Предел прочности сухого образца представлен на графиках отдельно.

Определение модуля упругости E и коэффициента Пуассона ν образцов породы проводилось одновременно с определением предела прочности образцов при одноосном сжатии. Уменьшение предела прочности образцов при полном насыщении керосином достигает в среднем 20 % по сравнению с пределом прочности образца в воздушно-сухом состоянии (см. рис. 1, а). При

вытеснении нефти водой содержание воды в пласте постепенно растёт, изменяется соотношение фаз «нефть – вода» в породе. При эксперименте в качестве углеводородной жидкости в образцах использовался керосин. При соотношении 50 % воды и 50 % керосина предел прочности образцов продолжает снижаться до значений около 30 % от предела прочности образца в воздушно-сухом состоянии. Увеличение содержания воды в образцах приводит к уменьшению значений предела прочности образцов до 40 % от предела прочности образца породы в воздушно-сухом состоянии.

Снижение прочности насыщенных пород объясняется эффектом Ребиндера [26–30]. Гидрофильная порода взаимодействует с насыщающими жидкостями (керосином, водой), жидкость адсорбируется на поверхностях существующих микротрещин. В процессе нагружения образца проявляются силы, оказывающие расклинивающий эффект под воздействием давления жидкости. В результате происходит рост существующих трещин и развитие новых. Как следствие, прочность породы снижается, увеличивается ее пластичность [31–37]. Известны эффекты снижения прочности породы от влияния поверхностно-активных веществ [38–40] и воды различной минерализации [41, 42]. При использовании методов определения механических свойств породы нагружением сферическими инденторами [43, 44] установлено схожее снижение прочности пород с ростом водонасыщенности.

Уменьшение модуля упругости образцов при полном насыщении керосином может достигать значений 10–30 % от модуля упругости образцов в воздушно-сухом состоянии (см. рис. 1, б). При соотношении воды и керосина 50/50 % модуль упругости образцов может уменьшаться до 30–35 %. При дальнейшем снижении процентного содержания углеводородной фазы в образцах модуль упругости породы снижается до 40 % по сравнению с модулем упругости породы в воздушно-сухом состоянии.

Зависимость модуля упругости образцов породы от водонасыщенности можно представить в виде формулы:

$$E = 9,8127 \exp(-0,002 \cdot S_v), \quad (1)$$

где E – модуль упругости, 10^3 МПа; S_v – водонасыщенность, доли ед.

На рис. 1, в, продемонстрировано распределение значений коэффициента Пуассона образцов от водонасыщенности. Из представленных данных видно, что коэффициент Пуассона сухого образца меньше, чем коэффициент Пуассона насыщенных образцов. В процессе насыщения порода взаимодействует с водой и керосином. Повышение значения коэффициента Пуассона свидетельствует, что порода в насыщенном состоянии больше подвержена необратимым пластическим деформациям и становится менее хрупкой.

Анализируя полученные результаты, можно сделать заключение, что предел прочности, модуль упругости Юнга и коэффициент Пуассона исследованных пород зависит от вида и состава флюида, насыщающего породу. При определении свойств горных пород в лабораторных условиях необходимо воссоздавать состав насыщающего породу флюида согласно условиям эксплуатации месторождения. При отборе проб особое внимание уделять сохранению естественной насыщенности образцов.

Изучению проницаемости пород-коллекторов посвящено много работ [45–49]. Однако для обеспечения высокой степени достоверности предлагаемых рекомендаций ввиду широкой вариативности описанных условий испытаний и уникальности изучаемых групп

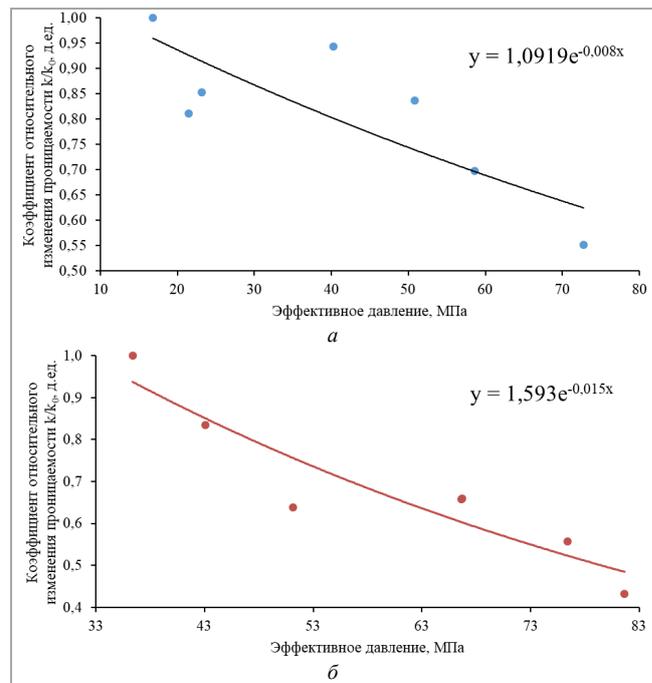


Рис. 2. Зависимость коэффициента относительного изменения проницаемости k/k_0 от эффективного давления: а – образец № 1; б – образец № 2

Таблица 1

Исходные параметры образцов пород для фильтрационного эксперимента

№ обр.	Пористость, %	Предел прочности образцов при одноосном сжатии, МПа	Модуль упругости, 10^3 МПа	Коэф. Пуассона
1	17,3	28,08	8,02	0,16
2	10,3	27,16	8,08	0,17

образцов необходимо определение свойств пород для каждого конкретного случая.

Для определения зависимости проницаемости от эффективного давления на образцах пород были проведены фильтрационные эксперименты. При проведении фильтрации использовалась пресная вода. Основные параметры образцов приведены в табл. 1.

На рис. 2 представлена зависимость коэффициента относительного изменения проницаемости k/k_0 образцов пород от эффективного давления. При увеличении эффективного давления образец начинает деформироваться. Существующие фильтрационные каналы начинают смыкаться, образуются системы микротрещин, в процесс фильтрации вовлекаются закрытые ранее поровые пустоты. Несмотря на положительный эффект от создания систем микротрещин в породе, в глинистых коллекторах возможно одновременное развитие процесса глинонабухания, что, в свою очередь, отрицательно скажется на проницаемости породы. На рис. 2, а, значительное снижение коэффициента относительного изменения проницаемости при увеличении эффективного давления до 22–24 МПа связывается с активным развитием процесса набухания глин и ростом пластичности породы из-за взаимодействия породы с пресной водой. Дальнейшее увеличение коэффициента относительного изменения проницаемости (при эффективном давлении 40 МПа) связывается с увеличением раскрытия трещин в образце.

Для образца № 2 в ходе испытания была проведена разгрузка с целью определения проницаемости образца при снижении эффективного давления на образец после реализации 50 % нагружения от предела

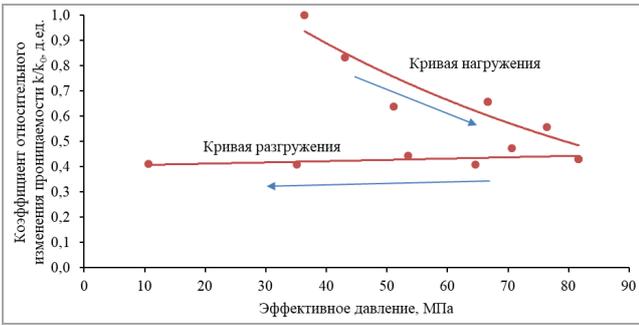


Рис. 3. Зависимость коэффициента относительного изменения проницаемости k/k_0 образца № 2 от эффективного давления (кривая нагружения – разгрузки)

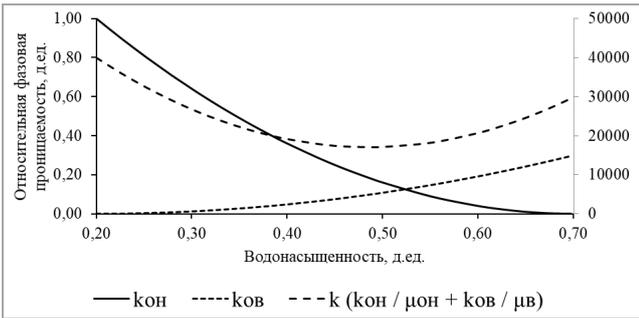


Рис. 4. График зависимости относительной фазовой проницаемости от водонасыщенности

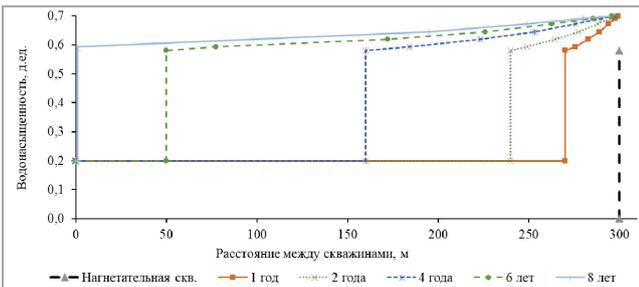


Рис. 5. Положение фронта вытеснения нефти в пласте по годам

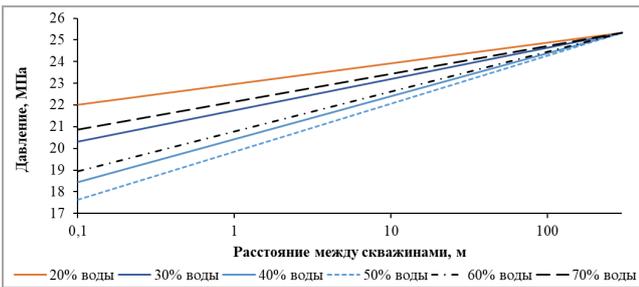


Рис. 6. Распределение давления в пласте от водонасыщенности в логарифмических координатах

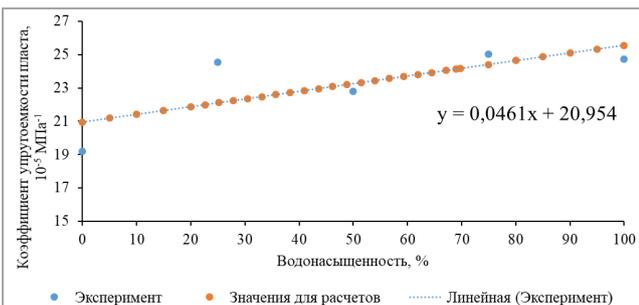


Рис. 7. График изменения коэффициента упругости пласта от водонасыщенности

прочности образца при объемном сжатии (рис. 3). Разгрузка образца выполнялась ступенчато и идентично проведению эксперимента при нагружении.

При снятии нагрузки проницаемость не восстанавливалась, что свидетельствует об отсутствии упругого восстановления порового пространства для испытанных образцов глинистых коллекторов. Общее снижение проницаемости достигает 50 % от первоначального значения.

Снижение пластового давления приводит к росту эффективного давления и к необратимому уменьшению проницаемости глинистых коллекторов. На месторождениях необходимо использовать соответствующие системы поддержания пластового давления с начала разработки. При планировании и проведении геолого-технических мероприятий на скважинах необходимо учитывать влияние состава закачиваемых жидкостей на свойства пород, при проведении гидроразрыва пласта учитывать снижение прочности пород от текущей обводненности.

Расчет распределения давления в пласте с учетом водонасыщенности

Для определения относительных коэффициентов проницаемости пород использовались выражения (2):

$$k_{OB} = (k_{OB})_{S_{OH}} \left(\frac{\bar{S}_B - S_{BC}}{1 - S_{OH} - S_{BC}} \right)^{EXO},$$

$$k_{OH} = (k_{OH})_{S_{wir}} \left(\frac{1 - S_{OH} - \bar{S}_B}{1 - S_{OH} - S_{BC}} \right)^{EXW},$$

где $(k_{OB})_{S_{OH}}$ – конечное значение относительной водопроницаемости; \bar{S}_B – текущее значение водонасыщенности, доли ед.; S_{OH} – остаточная нефтенасыщенность, доли ед.; S_{BC} – насыщенность связанной водой, доли ед.; EXO – экспоненциальное значение относительной проницаемости по нефти; $(k_{OH})_{S_{wir}}$ – конечное значение относительной проницаемости по нефти; EXW – экспоненциальное значение относительной водопроницаемости.

На рис. 4 представлены кривые относительных фазовых проницаемостей совместно с кривой $k(k_{OH} / \mu_H + k_{OB} / \mu_B)$ по вспомогательной шкале.

Рассмотрим плоскорадиальный приток в скважину. Дебит добывающей скважины определяется по формуле (3):

$$Q = 2\pi k \left(\frac{k_{OH}}{\mu_H} + \frac{k_{OB}}{\mu_B} \right) h_{\Phi} \frac{\Delta P}{\ln \frac{R_K}{r_c}},$$

где μ – вязкость жидкости, мПа·с; k – проницаемость, мД; h_{Φ} – мощность пласта, м; ΔP – перепад давления, МПа; R_K – радиус контура питания, м; r – радиус скважины, м.

По методу Бакли – Леверетта [50–57] была определена насыщенность на фронте вытеснения $S_{вФВ} = 58 \%$. Для определения времени прорыва фронта вытеснения в скважину можно воспользоваться формулой (4):

$$t = \frac{m_{пор} \pi R_K^2 h_{\Phi}}{Q f(S_B)}.$$

Положение фронта вытеснения в любой момент времени определяется формулой (5). Результаты вычислений представлены графически на рис. 5.

Прорыв фронта вытеснения от нагнетательной к добывающей скважине происходит через 2289 суток (6 лет и 4 месяца).

$$x = \sqrt{R_k^2 - \frac{t Q f(S_b)}{\pi h_{эф} m_{пор}}}. \quad (5)$$

Дополнительно был выполнен расчет распределения давления в пласте при постоянном дебите скважины от расстояния между скважинами по формуле (6):

$$p(r) = p_k - \frac{Q_0}{2\pi k \left(\frac{k_{OH}}{\mu_H} + \frac{k_{OB}}{\mu_B} \right) h_{эф}} \ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right), \quad (6)$$

где p_k – давление на контуре питания, атм; Q_0 – дебит скважины, м³/сут.

Распределение давления в пласте представлено на рис. 6 в логарифмических координатах.

Наибольшим снижением давления на графике обладает кривая, соответствующая 50%-ному содержанию воды и 50%-ному содержанию нефти в породе – давление на забое скважины на 25 % ниже, чем при пуске скважины при насыщенности связанной водой $S_{BC} = 20$ %. Для графика «50 % воды» минимальное давление на забое скважины объясняется зависимостью от относительной фазовой проницаемости (см. рис. 4). Темп снижения проницаемости по нефти выше, чем темп роста проницаемости по воде.

Определение зависимости упругости и пьезопроводности от насыщенности

По результатам выполненных исследований физико-механических и фильтрационно-емкостных свойств установлено, что в зависимости от насыщенности и стадии разработки происходит изменение упругости.

По зависимости (7) определяется коэффициент сжимаемости пласта:

$$\beta = \frac{1}{K}; \beta = \frac{3(1-2\nu)}{E}, \quad (7)$$

где β – коэффициент сжимаемости, Па⁻¹; K – модуль объемной упругости, Па; E – модуль упругости, Па; ν – коэффициент Пуассона ($\nu = 0,17$).

Упругость пласта определяется по выражению (8):

$$\beta^* = m\beta_{ж} + \beta_{п}, \quad (8)$$

где $\beta_{ж}$ – коэффициент сжимаемости жидкости, Па⁻¹; $\beta_{п}$ – коэффициент сжимаемости породы, Па⁻¹; m – коэффициент пористости, доли ед.

Для насыщенных образцов пород коэффициент упругости принимался равным коэффициенту сжимаемости. На рис. 7 отображены значения коэффициента упругости пласта. К усредненным значениям, полученным в результате расчета по экспериментальным данным, была проведена линия тренда.

Коэффициент пьезопроводности определяется по зависимости (9):

$$\chi = \frac{k}{\mu\beta^*} = k \left(\frac{k_{OH}}{\mu_H} + \frac{k_{OB}}{\mu_B} \right) \frac{1}{\beta^*}, \quad (9)$$

где χ – пьезопроводность, м²/с; k – проницаемость, мД; μ – вязкость жидкости, мПа·с; β^* – коэффициент упругости пласта, Па⁻¹.

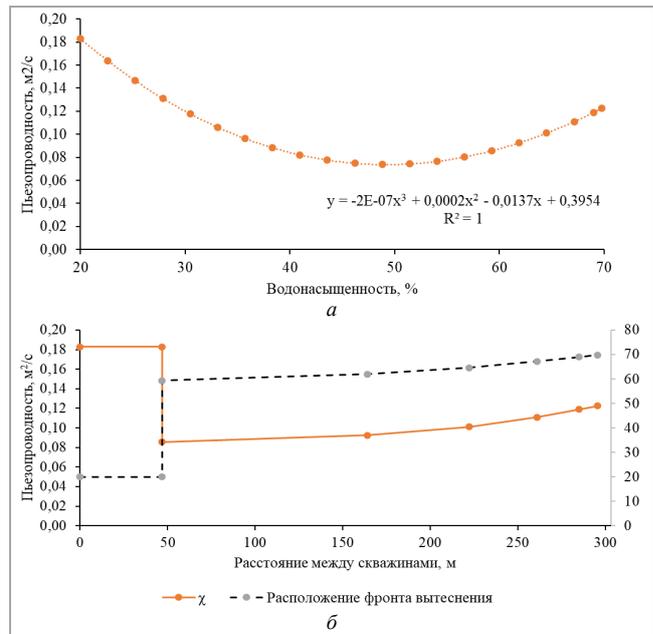


Рис. 8. График изменения пьезопроводности: а – от водонасыщенности; б – от расстояния между скважинами в момент подхода фронта вытеснения к скважине

На рис. 8, а, изображен график зависимости пьезопроводности от водонасыщенности. Графики ограничены значениями водонасыщенности 20 и 70 %, так как в условиях решения поставленной задачи были приняты значения насыщенности связанной водой $S_{BC} = 20$ % и остаточной нефтенасыщенности $S_{OH} = 30$ %. Изменение пьезопроводности носит параболический характер.

Используя зависимости распределения пьезопроводности пласта от насыщенности пласта водой, можно определить зависимость изменения пьезопроводности пласта в определенный момент времени от расстояния между скважинами.

Снижение пьезопроводности при росте водонасыщенности объясняется снижением подвижности нефти и воды до соотношения 50/50 %, а также в связи с обратной пропорциональной зависимостью от коэффициента сжимаемости, который, в свою очередь, с увеличением водонасыщенности растет. После перехода точки, соответствующей значениям «нефть – вода» 50/50 %, наблюдается рост пьезопроводности от водонасыщенности.

На рис. 8, б, приведена кривая изменения пьезопроводности от расстояния между скважинами в момент подхода фронта вытеснения к добывающей скважине. Резкий скачок обводненности и пьезопроводности здесь объясняется применением модели непоршневого вытеснения нефти водой, согласно которому перед фронтом вытеснения водонасыщенность равна насыщенности связанной водой $S_{BC} = 20$ %. Значения относительной фазовой проницаемости по нефти в этой области существенно выше значений относительной фазовой проницаемости по воде на фронте вытеснения и за ним ($S_{ВФВ} = 58$ %).

Из проведенных расчетов видно, что пьезопроводность в обводненной и необводненной зонах пласта отличается примерно в 2 раза, а следовательно, скорости перераспределения давления в этих зонах будут разными. Эту разницу необходимо учитывать при внедрении систем поддержания пластового давления, чтобы не допускать снижения давления в отдельных зонах и, таким образом, не уменьшить их проницаемость.

Заключение

Согласно результатам теоретических и экспериментальных исследований, можно сделать следующие рекомендации:

1. При отборе проб на месторождении особое внимание уделять сохранению естественной насыщенности образцов.
2. При нарушении герметичности упаковки отобранных для испытания в лабораторных условиях образцов необходимо воссоздавать состав насыщающего породу флюида согласно стадии разработки месторождения, так как от этого зависят прочностные, упругие и фильтрационные свойства породы.
3. С начала разработки месторождения необходима компенсация отбора жидкости из пласта закачкой с

помощью систем ППД. Увеличение эффективного давления на породу-коллектор в процессе разработки месторождения нефти приводит к необратимой потере проницаемости глинистых пород.

4. При выборе давления закачки воды в системе ППД учитывать физико-химическое воздействие воды на пласт и связанное с ним снижение прочностных и упругих свойств, чтобы не допустить эффекта авто-ГРП и прорыва воды в нежелательные участки пласта.

5. При планировании и проведении геологических мероприятий на скважинах необходимо учитывать влияние состава закачиваемых жидкостей на прочностные, упругие и фильтрационные свойства пород.

6. При проведении гидроразрыва пласта учитывать снижение прочности пород от текущей обводненности призабойной зоны пласта.

Библиографический список

1. 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# (дата обращения: 24.04.2023).
2. Biot, M.A. General theory of three-dimensional consolidation / M.A. Biot // Journal of applied physics. – 1941. – Vol. 12, № 2. – P. 155–164. DOI: 10.1063/1.1712886
3. 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, 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# (дата обращения: 24.04.2023).
4. 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. – Beijing. – 2001. – URL: <https://onepetro.org/ISRMARMS/proceedings-abstract/ARMS201/All-ARMS201/ISRM-ARMS2-2001-082/169992> (дата обращения: 24.04.2023).
5. 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
6. Experimental evaluation of Biot's poroelastic parameter—Three different methods / J.A. Franquet [et al.] // Rock Mechanics for Industry. – 1999. – P. 349–355.
7. He Jun. A new method to determine Biot's coefficients of Bakken samples / Jun He, Zhenhua Rui, Kegang Ling // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2016. – Vol. 35, part A. – P. 259–264. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.08.061
8. King, M.S. Biot dispersion for P-and S-wave velocities in partially and fully saturated sandstones / M.S. King, J.R. Marsden, J.W. Dennis // Geophysical Prospecting. – 2009. – Vol. 48, № 6. – P. 1075–1089. DOI: 10.1111/j.1365-2478.2000.00221.x
9. 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# (дата обращения: 24.04.2023).
10. Müller, T.M. Skempton coefficient and its relation to the Biot bulk coefficient and micro-inhomogeneity parameter / T.M. Müller, P.N. Sahay // SEG Technical Program Expanded Abstracts 2014 / Society of Exploration Geophysicists, 2014. – P. 2905–2909.
11. Sahay, P.N. Biot constitutive relation and porosity perturbation equation / P.N. Sahay // Geophysics. – 2013. – Vol. 78, № 5. – P. L57–L67. DOI: 10.1190/geo2012-0239.1
12. Petroleum related rock mechanics / E. Fjar, R.M. Holt, P. Horsrud [et al.]. – 2nd ed. – Elsevier, 2008. – Vol. 53. – 492 p. Doi: 10.1016/j.ijrmms.2009.04.012
13. Bishop, A.W. The influence of an undrained change in stress on the pore pressure in porous media of low compressibility / A.W. Bishop // Geotechnique. – 1973. – T. 23, № 3. P.435–442. DOI: 10.1680/geot.1973.23.3.435
14. Effective stress coefficient for uniaxial strain condition [Электронный ресурс] / M.M. Alam [et al.] // 46th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium / American Rock Mechanics Association, 2012. – URL: https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2012-302?sort=&start=0&q=Effective+stress+coefficient+for+uniaxial+strain+condition+%&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25# (дата обращения: 24.04.2023).
15. Nur, A. An exact effective stress law for elastic deformation of rock with fluids / A. Nur, J.D. Byerlee // Journal of Geophysical Research. – 1971. – Vol. 76, № 26. – P. 6414–6419. DOI: 10.1029/JB076i026p06414
16. Skempton, A.W. Effective stress in soils, concrete and rocks-Pore pressure and suction in soils / A.W. Skempton // Conference of the British National Society. – 1961. – London. – P. 4–16.
17. Terzaghi, K. Theoretical soil mechanics / K. Terzaghi. – London: Chapman And Hall, Limited, 1951. – P. 123–130.
18. Wang, H.F. Theory of linear poroelasticity with applications to geomechanics and hydrogeology / H.F. Wang. – Princeton University Press, 2001. – P. 304. DOI: 10.1515/9781400885688
19. Zimmerman, R.W. Compressibility of porous rocks / R.W. Zimmerman, W.H. Somerton, M.S. King // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. – 1986. – Vol. 91, № B12. – P. 12765–12777. DOI: 10.1029/JB091iB12p12765
20. Карманский, А.Т. Экспериментальное обоснование прочности и разрушения насыщенных осадочных горных пород: автореф. дис. ... д-ра техн. наук / А.Т. Карманский. – СПб., 2010. – 37 с.
21. Карманский, А.Т. Влияние влажности, вида напряженного состояния и скорости разрушения на физико-механические свойства горных пород / А.Т. Карманский, А.Н. Ставрогин // ФТПРПИ. – 1992. – № 4. – С. 3–10.
22. Николаевский, В.Н. Механика насыщенных пористых сред / В.Н. Николаевский, К.С. Басниев, А.Т. Горбунов. – М.: Недра, 1970. – 339 с.
23. Ханин, А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение / А.А. Ханин. – М.: Недра. – 1969. – 368 с.
24. Колчицкая, Т.Н. Влияние циклических режимов эксплуатации скважин на изменение состояния и механических свойств нефтяных пластов / Т.Н. Колчицкая, Н.Н. Михайлов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – № 5. – С. 78–81.
25. Михайлов, Н.Н. Экспериментальные и теоретические исследования влияния механохимических эффектов на фильтрационно-емкостные, упругие и прочностные свойства пород-коллекторов [Электронный ресурс] / Н.Н. Михайлов, С.Н. Попов // Георесурсы, геознергетика, геополитика. – 2015. – № 1 (11). – URL: http://oilgasjournal.ru/vol_11/porov.html (дата обращения: 24.04.2023).
26. Евсеев, В.Д. О возможности использования эффекта П.А. Ребиндера при бурении скважин / В.Д. Евсеев // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 317, № 1. – С. 165–169.
27. Евсеев, В.Д. Природа эффекта Ребиндера при разрушении горных пород / В.Д. Евсеев // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 11. – С. 38–40.
28. Ребиндер, П.А. Физико-химический метод ускорения бурения твердых пород с помощью добавок, понизителей твердости к промывным водам / П.А. Ребиндер, Л.А. Шрейнер // Горный журнал. – 1938. – № 8–9. – С. 16.
29. Ребиндер, П.А. Применение понизителей твердости для повышения скоростей бурения на нефть в твердых породах Восточных месторождений / П.А. Ребиндер, Л.А. Шрейнер, К.Ф. Жигач // Нефтяная промышленность СССР. – 1940. – № 5. – С. 54.
30. Ребиндер, П.А. Поверхностные явления в твердых телах в процессах их деформации и разрушения / П.А. Ребиндер, Е.Д. Шукин // Успехи физических наук. – 1972. – Т. 108, вып. 1. – С. 3–42.
31. Lin, S. Experimental investigation of water saturation effects on Barnett Shale's geomechanical behaviors / S. Lin, B. Lai // Society of Petroleum Engineers. – 2013. DOI: 10.2118/166234-MS
32. Najmud, D. Laboratory investigation of saturation effect on mechanical properties of rocks / D. Najmud, A. Hayatdavoudi, A. Ghalambor // SPWLA 31st annual logging symposium. – June 24-27. – 1990. – P. 1–23.
33. 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: 24.04.2023). DOI: 10.2118/182342-MS
34. Vászárhelyi, B. Influence of water content on the strength of rock / B. Vászárhelyi, P. Ván // Engineering Geology. – 2006. – Т. 84, № 1–2. – P. 70–74. DOI: 10.1016/j.enggeo.2005.11.011
35. Bieniawski, Z.T. 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 / Z.T. Bieniawski, M.J. Bernede // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts. – 1979. – Vol. 16, iss. 2. – P. 138–140. DOI: 10.1016/0148-9062(79)91451-7

36. 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. DOI: 10.1016/0148-9062(83)90598-3
37. The Effects of Long-Term Waterflooding on the Physical and Mechanical Properties of Tight Sandstones [Электронный ресурс] / B. Zhao [et al.] // 52nd US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. – American Rock Mechanics Association, 2018. – URL: https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-2018-409?sort=&start=0&q=The+effects+of+long-term+waterflooding+on+the+physical+and+mechanical+properties+of+tight+sandstones+&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25# (дата обращения: 24.04.2023).
38. Гладков, П.Д. Исследование влияния гидрофобизирующих составов на механическую прочность образцов полимиктовых песчаников / П.Д. Гладков, М.К. Рогачев // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 1. – P. 360–366.
39. Глущенко, В.Н. Объемные и поверхностно-активные свойства жидкостей / В.Н. Глущенко, М.А. Силин // Нефтепромысловая химия. – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – Т. 2. – С. 549.
40. Ребиндер, П.А. Поверхностные явления в дисперсных системах. Физико-химическая механика / П.А. Ребиндер // Избранные труды. – М.: Наука, 1979. – С. 384.
41. Влияние геолого-физических характеристик продуктивных пластов и свойств пластовых флюидов на выбор вытесняющего агента при заводнении / М. Игдавлетова, Т. Исмаглов, И. Ганиев, А. Телин // Neftgaz.ru. – 2014. – № 7–8. – С. 18–25.
42. Экспериментальное и численное моделирование взаимодействия пластовых и технических вод при разработке месторождения им. Ю. Корчагина / Делия С.В. Абукова Л.А., Абрамова О.П., Анисимов Л.А., Попов С.Н., Воронцова И.В. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – № 10. – С. 34–41.
43. Karmanskiy, D. Theoretical and experimental evaluation of formation fluid composition influence on filtration and elastic properties of porous media / D. Karmanskiy, A. Maltsev // Physical and mathematical modeling of Earth and environment processes / eds. V. Karev, D. Klimov, K. Pokazeev; PMMEEP 2017. Springer Geology. Springer, Cham. – P. 84–89. DOI: 10.1007/978-3-319-77788-7_10
44. Penkov, G.M. Simulation of a fluid influx in complex reservoirs of Western Siberia / G.M. Penkov, D.A. Karmansky, D.G. Petrakov // Topical Issues of Rational Use of Natural Resources: Proceedings of the International Forum-Contest of Young Researchers, April 18–20, 2018. – St. Petersburg, 2018. – P. 119–124.
45. Fischer, G.J. The determination of permeability and storage capacity: Pore pressure oscillation method / G.J. Fischer // International Geophysics. – Academic Press, 1992. – Vol. 51. – P. 187–211. DOI: 10.1016/S0074-6142(08)62823-5
46. 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. – 2019. – № 9. – P. 2065–2079. DOI: 10.1007/s13202-018-0605-6
47. Sato, M. Development of the permeability anisotropy of submarine sedimentary rocks under true triaxial stresses / M. Sato, T. Takemura, M. Takahashi // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2018. – Vol. 108. – P. 118–127. DOI: 10.1016/j.ijrmmms.2018.06.010
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. DOI: 10.1007/s12205-015-1663-7
49. Влияние свойств горных пород на движение в них жидкости / А. Ван [и др.]. – М.: Госгонтехиздат, 1962. – С. 158–187.
50. Dake, L.P. Fundamentals of reservoir engineering / L.P. Dake. – Elsevier, 1983. – Vol. 8. – 492 p.
51. Akhmetzianov, A.V. Integrability of Buckley – Leverett's Filtration Model **This work was supported by the Russian Science Foundation (the grants No 15-19-00275) / A.V. Akhmetzianov, A.G. Kushner, V.V. Lychagin // IFAC-PapersOnLine. – Vol. 49, iss. 12. – 2016. – P. 1251–1254. DOI: 10.1016/j.ifacol.2016.07.685
52. Akhmetzianov, A.V. Two-dimensional non-isothermal filtration and optimal control of oil field development □□This work was supported by the Russian Science Foundation (the grants No 15-19-00275) / A.V. Akhmetzianov, A.G. Kushner, V.V. Lychagin // IFAC-PapersOnLine. – Vol. 51, iss. 11. – 2018. – P. 888–890. DOI: 10.1016/j.ifacol.2018.08.453
53. Akhmetzyanov, A.V. Mass and heat transport in the two-phase Buckley – Leverett model / A.V. Akhmetzyanov, A.G. Kushner, V.V. Lychagin // Journal of Geometry and Physics. – Vol. 113. – 2017. – P. 2–9. DOI: 10.1016/j.geomphys.2016.06.010
54. Yunus Khan, Mohammad. Improvement of Buckley-Leverett equation and its solution for gas displacement with viscous fingering and gravity effects at constant pressure for inclined stratified heterogeneous reservoir, Fuel / Mohammad Yunus Khan, Ajay Mandal. – Vol. 285. – 2021. – 119172. DOI: 10.1016/j.fuel.2020.119172.
55. Siddiqui, S. Verification of Buckley-Leverett three-phase theory using computerized tomography / S. Siddiqui, P.J. Hicks, A.S. Grader // Journal of Petroleum Science and Engineering. – Vol. 15, iss. 1. – 1996. – P. 1–21. DOI: 10.1016/0920-4105(95)00056-9
56. Rose, W. Attaching new meanings to the equations of buckley and leverett / W. Rose // Journal of Petroleum Science and Engineering. – Vol. 1, iss. 3. – 1988. – P. 223–228. DOI: 10.1016/0920-4105(88)90012-5
57. Rose, W. "Revisiting" the enduring Buckley – Leverett ideas / W. Rose, D. Michael Rose // Journal of Petroleum Science and Engineering. – Vol. 45, iss. 3–4. – 2004. – P. 263–290. DOI: 10.1016/j.petrol.2004.08.001

References

- 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# (accessed 24 April 2023).
- 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
- 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-2017-0235?sort=&start=0&q=Biot%E2%80%99s+effective+stress+coefficient+of+mudstone+source+rocks+&F+Zhou+X.+&B+al&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25# (accessed 24 April 2023).
- 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, Beijing, 2001, available at: <https://onepetro.org/ISRMARMS/proceedings-abstract/ARMS201/All-ARMS201/ISRM-ARMS2-2001-082/169992> (accessed 24 April 2023).
- 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
- Franquet J.A. et al. Experimental evaluation of Biot's poroelastic parameter-Three different methods. *Rock Mechanics for Industry*, 1999, pp. 349–355.
- He Jun, Rui Zhenhua, Ling Kegang. 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. DOI: 10.1016/j.jngse.2016.08.061
- 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*, 2009, vol. 48, no. 6, pp. 1075–1089. DOI: 10.1111/j.1365-2478.2000.00221.x
- Nermoen A., Korsnes R., Christensen H., Trads N., Hiorth A., Madlad M.V. Measuring the Biot stress coefficient and its implications on the effective stress estimate. *47th US Rock Mechanics. Geomechanics Symposium*, 2013, 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# (accessed 24 April 2023).
- 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.
- 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
- Fjar E., Holt R.M., Horsrud P. et al. Petroleum related rock mechanics. 2nd ed. Elsevier, 2008, vol. 53, 492 p. DOI: 10.1016/j.ijrmmms.2009.04.012
- 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
- 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 24 April 2023).
- 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
- Skempton A.W. Effective stress in soils, concrete and rocks-Pore pressure and suction in soils. *Conference of the British National Society*, 1961. London, pp. 4–16.
- Terzaghi K. Theoretical soil mechanics. London: Chapman and Hall, Limited, 1951, pp. 123–130.
- Wang, H.F. Theory of linear poroelasticity with applications to geomechanics and hydrogeology. Princeton University Press, 2001, 304 p. DOI: 10.1515/9781400885688
- 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. DOI: 10.1029/JB091iB12p12765
- Karmanskiy A.T. Eksperimental'noe obosnovanie prochnosti i razrusheniia nasyshchennykh osadochnykh gornykh porod [Experimental substantiation of the strength and destruction of saturated sedimentary rocks]. Abstract of Doctor's degree dissertation. Saint Petersburg, 2010, 37 p.
- Karmanskiy A.T., Stavrogin A.N. Vliianie vlazhnosti, vida napriazhennogo sostoianiia i skorosti razrusheniia na fiziko-mekhanicheskie svoystva gornykh porod [The influence of humidity, type of stress state and rate of destruction on the physical and mechanical properties of rocks]. FTPrPI, 1992, no. 4, pp. 3–10.
- Nikolaevskii V.N., Basniev K.S., Gorbunov A.T. Mekhanika nasyshchennykh poristyykh sred [Mechanics of saturated porous media]. Moscow: Nedra, 1970, 339 p.
- Khanin A.A. Porody-kollektory nefti i gaza i ikh izuchenie [Oil and gas reservoir rocks and their study]. Moscow: Nedra, 1969, 368 p.
- Kolchitskaia T.N., Mikhailov N.N. Vliianie tsiklicheskiykh rezhimov eksploatatsii skvazhin na izmenenie sostoianiia neftegazovykh plastov [The influence of cyclic modes of well operation on changes in the state of oil and gas formations]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2002, no. 5, pp. 78–81.
- Mikhailov N.N., Popov S.N. Eksperimental'nye i teoreticheskie issledovaniia vlianiia mekhanokhimicheskikh effektov na fil'tratsionno-emkostnye, upravie i prochnostnye svoystva porod-kollektorov [Experimental and theoretical study of influence of mechanochemical effects on porosity, permeability, elastic and strength properties of reservoir rocks]. *Georesursy, geoenergetika, geopolitika*, 2015, no. 1 (11), available at: http://oilgasjournal.ru/vol_11/popov.html (accessed 24 April 2023).
- Evsseev V.D. O vozmozhnosti ispol'zovaniia efekta P.A. Rebindera pri burenii skvazhin [On the possibility of using the P.A. Rebinders effect when drilling wells]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta*, 2010, vol. 317, no. 1, pp. 165–169.

27. Evseev V.D. Priroda efekta Rebintera pri razrushenii gornyykh porod [The nature of the Rebinder effect during rock destruction]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2011, no. 11, pp. 38-40.
28. Rebinder P.A., Shreiner L.A. Fiziko-khimicheskii metod uskoreniia bureniia tverdykh porod s pomoshch'iu dobavok, ponizitelei tverdsti k promyvnym vodam [Physico-chemical method for accelerating drilling of hard rocks using additives, hardness reducers to wash water]. *Gornyi zhurnal*, 1938, no. 8-9, 16 p.
29. Rebinder P.A., Shreiner L.A., Zhigach K.F. Primenenie ponizitelei tverdsti dlia povysheniia skorostei bureniia na nef' v tverdykh porodakh Vostochnykh mestorozhdenii [Application of hardness reducers to increase oil drilling speeds in hard rocks of the Eastern fields]. *Neftianaiia promyshlennost' SSSR*, 1940, no. 5, 54 p.
30. Rebinder P.A., Shchukin E.D. Poverkhnostnye iavleniia v tverdykh telakh v protsessakh ikh deformatsii i razrusheniia [Surface phenomena in solids during the processes of their deformation and destruction]. *Uspekhi fizicheskikh nauk*, 1972, vol. 108, iss. 1, pp. 3-42.
31. 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
32. Najmud D., Hayatdavoudi A., Ghalambor A. Laboratory investigation of saturation effect on mechanical properties of rocks. *SPWLA 31st annual logging symposium*. June 24-27, 1990, pp. 1-23.
33. 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 24 April 2023). DOI: 10.2118/182342-MS
34. Vásárhelyi B., Ván P. Influence of water content on the strength of rock. *Engineering Geology*, 2006, vol. 84, no. 1-2, pp. 70-74. DOI: 10.1016/j.enggeo.2005.11.011
35. 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. DOI: 10.1016/0148-9062(79)91451-7
36. 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. DOI: 10.1016/0148-9062(83)90598-3
37. 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# (accessed 24 April 2023).
38. Gladkov P.D., Rogachev M.K. Issledovanie vliianiia gidrofobiziruiushchikh sostavov na mekhanicheskuiu prochnost' obraztsov polimikrovyykh peschanikov [Research of hydrophobic compositions' influence on mechanical strength of polymineral sandstone core samples]. *Neftegazovoe delo*, 2012, no. 1, pp. 360-366.
39. Glushchenko V.N., Silin M.A. Ob'emnye i poverkhnostno-aktivnye svoystva zhidkostei [Volumetric and surface-active properties of liquids]. *Neftpromyslovaia khimiia*. Moscow: Interkontakt Nauka, 2010, vol. 2, 549 p.
40. Rebinder P.A. Poverkhnostnye iavleniia v dispersnykh sistemakh. Fiziko-khimicheskaiia mekhanika [Surface phenomena in disperse systems. Physico-chemical mechanics]. *Izbrannyye trudy*. Moscow: Nauka, 1979, 384 p.
41. Igdavletova M., Ismagilov T., Ganiev I., Telin A. Vliianie geologo-fizicheskikh kharakteristik produktivnykh plastov i svoystv plastovyykh fluidov na vybor vytesniaiushchego agenta pri zavodnenii [Influence of geological and physical characteristics of productive formations and properties of formation fluids on the choice of a displacement agent during waterflooding]. *Neftgaz.ru*, 2014, no. 7-8, pp. 18-25.
42. Deliaia S.V., Abukova L.A., Abramova O.P., Anisimov L.A., Popov S.N., Vorontsova I.V. Eksperimental'noe i chislennoe modelirovanie vzaimodeistviia plastovyykh i tekhnicheskikh vod pri razrabotke mestorozhdeniia imeni Iu. Korchagina [Experimental and numerical modeling of the interaction of formation and technical waters during the development of the Yu. Korchagin field]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftiannykh i gazovyykh mestorozhdenii*, 2012, no. 10, pp. 34-41.
43. 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; PMMEEP 2017. Springer Geology. Springer, Cham, pp. 84-89. DOI: 10.1007/978-3-319-77788-7_10
44. Penkov G.M., Karmanskiy 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, April 18-20, 2018*. St. Petersburg, 2018, pp. 119-124.
45. Fischer G.J. The determination of permeability and storage capacity: Pore pressure oscillation method. *International Geophysics*. Academic Press, 1992, vol. 51, pp. 187-211. DOI: 10.1016/S0074-6142(08)62823-5
46. 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*, 2019, no. 9, pp. 2065-2079. DOI: 10.1007/s13202-018-0605-6
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. DOI: 10.1016/j.ijrmm.2018.06.010
48. Yu J. et al. Triaxial test research on mechanical properties and permeability of sandstone with a single joint filled with gypsum. *KSCCE Journal of Civil Engineering*, 2016, vol. 20, no. 6, pp. 2243-2252. DOI: 10.1007/s12205-015-1663-7
49. Ban A. et al. Vliianie svoystv gornyykh porod na dvizhenie v nikh zhidkosti [The influence of the properties of rocks on the movement of fluid in them]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1962, pp. 158-187.
50. Dake L.P. Fundamentals of reservoir engineering. Elsevier, 1983, vol. 8, 492 p.
51. Akhmetzianov A.V., Kushner A.G., Lychagin V.V. Integrability of Buckley - Leverett's Filtration Model **This work was supported by the Russian Science Foundation (the grants No 15-19-00275). *IFAC-PapersOnLine*, 2016, vol. 49, iss. 12, pp. 1251-1254. DOI: 10.1016/j.ifacol.2016.07.685
52. Akhmetzianov A.V., Kushner A.G., Lychagin V.V. Two-dimensional non-isothermal filtration and optimal control of oil field development **This work was supported by the Russian Science Foundation (the grants No 15-19-00275). *IFAC-PapersOnLine*, 2018, vol. 51, iss. 11, pp. 888-890. DOI: 10.1016/j.ifacol.2018.08.453
53. Akhmetzianov A.V., Kushner A.G., Lychagin V.V. Mass and heat transport in the two-phase Buckley - Leverett model. *Journal of Geometry and Physics*, 2017, vol. 113, pp. 2-9. DOI: 10.1016/j.geomphys.2016.06.010
54. Yunus Khan Mohammad, Mandal Ajay. Improvement of Buckley-Leverett equation and its solution for gas displacement with viscous fingering and gravity effects at constant pressure for inclined stratified heterogeneous reservoir. *Fuel*, 2021, vol. 285, 119172. DOI: 10.1016/j.fuel.2020.119172
55. Siddiqui S., Hicks P.J., Grader A.S. Verification of Buckley-Leverett three-phase theory using computerized tomography. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1996, vol. 15, iss. 1, pp. 1-21. DOI: 10.1016/0920-4105(95)00056-9
56. Rose W. Attaching new meanings to the equations of buckley and leveret. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 1988, vol. 1, iss. 3, pp. 223-228. DOI: 10.1016/0920-4105(88)90012-5
57. Rose W., Rose D.M. "Revisiting" the enduring Buckley - Leverett ideas. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2004, vol. 45, iss. 3-4, pp. 263-290. DOI: 10.1016/j.petrol.2004.08.001

Финансирование. Исследование не имело спонсорской поддержки.

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Вклад авторов равноценен.