

УДК 622.276.63

DOI: 10.18799/24131830/2023/11/4179

Взаимосвязь между адсорбированной остаточной нефтенасыщенностью и фазовой проницаемостью для нефти в продуктивных пластах западной Сибири

В.В.Мухаметшин¹✉, Р.Т. Ахметов¹, Л.С. Кулешова¹, Э.Ф. оглы Велиев², Р.В. Вафин¹

¹ Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском),
Россия, г. Октябрьский

² НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Азербайджан, г. Баку

✉ vv@of.ugntu.ru

Аннотация

Актуальность. Относительные фазовые проницаемости определяют механизм вытеснения нефти водой, эффективность заводнения продуктивных пластов, динамику обводнения добывающих скважин. Кривые относительных фазовых проницаемостей позволяют оценить характер притока по данным геофизических исследований скважин. В настоящее время кривые относительных фазовых проницаемостей строятся по данным лабораторных исследований образцов керн. Они используются для выбора математической модели, описывающей характер кривых для данного продуктивного пласта. Наиболее оптимальным является вариант обоснования отдельных параметров кривой относительных фазовых проницаемостей, позволяющий осуществить переход с уровня образца керн на характеристику всего продуктивного пласта с использованием данных геофизических исследований скважин. **Цель:** обоснование выбора модели, описывающей изменение кривых относительных фазовых проницаемостей с использованием данных промышленной геофизики на основе взаимосвязи адсорбированной остаточной нефтенасыщенности и фазовой проницаемости для нефти. **Объекты:** продуктивные пласты отдельных месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, приуроченные к нижнемеловым отложениям. **Методы:** статистическая обработка данных капилляриметрических исследований, анализ и обоснование математических моделей, описывающих относительные фазовые проницаемости. **Результаты.** Показано, что проницаемость для нефти при остаточной водонасыщенности (начальная точка кривой относительных фазовых проницаемостей для нефти) определяется адсорбированной остаточной нефтенасыщенностью пласта. Получена формула, связывающая коэффициент адсорбированной остаточной нефтенасыщенности с фазовой проницаемостью для нефти при остаточной водонасыщенности. Отмечено, что адсорбированная остаточная нефтенасыщенность тесно связана также с остаточной водонасыщенностью пласта. Такая связь осуществляется через глинистость коллектора. Предложена методика, позволяющая структурировать остаточную нефтенасыщенность по видам и степени подвижности, а также выяснить распределение остаточных запасов подвижной нефти для обоснования технологий доизвлечения.

Ключевые слова: виды остаточной нефти, коллекторские свойства, продуктивность пласта, технологии доизвлечения, моделирование.

Для цитирования: Взаимосвязь между адсорбированной остаточной нефтенасыщенностью и фазовой проницаемостью для нефти в продуктивных пластах западной Сибири / В.В. Мухаметшин, Р.Т. Ахметов, Л.С. Кулешова, Э.Ф. оглы Велиев, Р.В. Вафин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334. – № 11. – С. 177–186. DOI: 10.18799/24131830/2023/11/4179

UDC 622.276.63

DOI: 10.18799/24131830/2023/11/4179

Adsorbed residual oil saturation and phase permeability relationship for oil in Western Siberia productive formations

V.V. Mukhametshin¹✉, R.T. Akhmetov¹, L.S. Kuleshova¹, E.F. Veliev², R.V. Vafin¹

¹ Ufa State Petroleum Technological University (Branch in Oktyabrsky), Oktyabrsky, Russian Federation

² Oil Gas Scientific Research Project Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan

✉ vv@of.ugntu.ru

Abstract

Relevance. Relative phase permeabilities determine oil by water displacement mechanism, efficiency of productive formations flooding, dynamics of producing wells flooding. Relative phase permeabilities curves allow us to estimate the inflow nature according to geophysical well studies. Currently, relative phase permeabilities curves are constructed according to core samples laboratory studies. They are used to select a mathematical model describing the nature of the curves for a given productive reservoir. The most optimal option is to justify the individual relative phase permeabilities curve parameters. This option allows transition from the core sample level to the entire productive reservoir characteristics using geophysical well studies data. **Aim.** To substantiate a choice of a model describing the change in the relative phase permeability curves using field geophysics data based on the adsorbed residual oil saturation and phase permeability to oil relationship. **Objects.** Productive layers of individual deposits of the West Siberian oil and gas province, confined to the Lower Cretaceous deposits. **Methods.** Statistical processing of capillarimetric research data, analysis and substantiation of mathematical models describing relative phase permeability. **Results.** The paper shows that the permeability to oil at residual water saturation (the starting point of the relative phase permeabilities curve to oil) is determined by the adsorbed residual reservoir oil saturation. The authors have obtained the formula, linking the adsorbed residual oil saturation coefficient with the phase permeability to oil with residual water saturation. The adsorbed residual oil saturation is also closely related to the residual reservoir water saturation. Such relation is carried out through the reservoir clay content. The authors proposed the technique that allows residual oil saturation by type structuring and mobility degree. This technique allows as well finding out the residual reserves of mobile oil distribution to justify the recovery techniques.

Keywords: types of residual oil, reservoir properties, reservoir productivity, recovery technologies, modeling.

For citation: Mukhametshin V.V., Akhmetov R.T., Kuleshova L.S., Veliev E.F., Vafin R.V. Adsorbed residual oil saturation and phase permeability relationship for oil in Western Siberia productive formations. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2023, vol. 334, no. 11, pp. 177–186. DOI: 10.18799/24131830/2023/11/4179

Введение

Эффективное решение задач анализа проектирования, контроля и регулирования процесса разработки нефтяных месторождений основано на изучении влияния геологических [1–3] и технологических [4–6] параметров на технико-экономические показатели процесса нефтеизвлечения.

Широкое разнообразие залежей по геологическому строению и свойствам пород-коллекторов и флюидов требуют дифференцированного подхода при изучении влияния различных факторов на нефтеотдачу [7–9] на основе идентификации и группирования [10–12] объектов добычи нефти, поскольку степень и характер влияния параметров в условиях различных групп объектов различны [13–15].

Особую значимость эта процедура приобретает в связи с интенсивным вводом в разработку залежей с трудноизвлекаемыми запасами, характери-

зующихся низкой проницаемостью [16–18]. Причем доля этих залежей как в карбонатных, так и в терригенных коллекторах с каждым годом увеличивается [19–21]. Растет и доля вводимых в разработку месторождений, не имеющих аналогов среди залежей, находящихся длительное время в разработке [22–24].

Не менее важное значение имеет процедура изучения влияния геолого-технологических факторов на степень выработки запасов нефти в условиях «зрелых» месторождений нефти, в которых сосредоточены значительные остаточные запасы [25–27], требующие для своего извлечения использования инновационных технологий [28–30], а также научно-обоснованных управляющих решений путем регулирования параметров применяемых технологий разработки [31–33].

В этих условиях одной из основных задач разработки объектов добычи нефти является надежное определение фазовых проницаемостей.

Фазовые проницаемости являются важнейшими характеристиками породы, определяющими процесс движения флюидов в пластах-коллекторах нефти и газа [34, 35].

Данные о фазовых проницаемостях используются при компьютерном моделировании разработки, при выборе способов воздействия на пласт, а также при анализе и контроле за разработкой месторождений нефти и газа [36, 37].

Относительные фазовые проницаемости (ОФП) определяют механизм вытеснения нефти водой, эффективность заводнения продуктивных пластов, динамику обводнения добывающих скважин.

Кривые ОФП используются также при оценке характера притока продуктивных пластов по данным геофизических исследований скважин.

Определение относительных проницаемостей является одной из основных задач лабораторных исследований физико-динамических свойств керна, отобранного из продуктивных пластов нефтяных и газовых месторождений.

Методы и материалы

Лабораторные исследования по определению фазовых проницаемостей используются для выбора математической модели, описывающей вид кривых ОФП для конкретных продуктивных пластов.

В настоящее время наиболее известной математической моделью ОФП является модель Кори [38–40] (1), (2):

$$\overline{K_{пр.н}}(K_v) = \overline{K_{пр.н}}(K_{во}) \left(\frac{1-K_v-K_{но}}{1-K_{во}-K_{но}} \right)^{n_n}; \quad (1)$$

$$\overline{K_{пр.в}}(K_v) = \overline{K_{пр.в}}(K_{но}) \left(\frac{K_v-K_{но}}{K_{во}-K_{но}} \right)^{n_v}, \quad (2)$$

где $\overline{K_{пр.н}}$ и $\overline{K_{пр.в}}$ – ОФП для нефти и воды; $\overline{K_{пр.н}}(K_{во})$ и $\overline{K_{пр.в}}(K_{но})$ – начальная точка для ОФП по нефти и конечная точка для ОФП по воде; $K_{во}$ и $K_{но}$ – остаточная водонасыщенность и остаточная нефтенасыщенность; n_n и n_v – показатели степени в соответствующих уравнениях – калибровочные коэффициенты для нефти и воды.

Отметим, что исследователи уделяют основное внимание вопросам выбора математической модели ОФП. Однако при этом крайне мало исследований, посвящённых физико-математическому обоснованию граничных значений ОФП, а также положения критических значений водонасыщенности, соответствующих границе чистая нефть, нефть с водой и чистая вода.

В связи с этим настоящая работа посвящена обоснованию начальных значений кривых ОФП для нефти и воды.

Результаты и обсуждения

По нашему мнению, начальные значения ОФП для нефти и воды определяются с остаточной нефтенасыщенностью, связанной с адсорбцией углеводородов на поверхности поровых каналов коллектора.

Известно, что в коллекторах Западной Сибири остаточная нефть складывается из двух составляющих: капиллярной защемленной нефти и нефти, адсорбированной на поверхности глинистых агрегатов в виде отдельных капелек и плёнок.

Доля капиллярно-защемлённой нефти определяется соотношением размеров пор и межпоровых сужений.

Содержание адсорбированных на активной поверхности пор углеводородов определяется глинистостью и активностью глинистого материала, а также смачивающей способностью нефти [40–42].

Выстилая стенки поровых каналов, глинистые минералы абсорбируют воду и углеводороды. Адсорбированные углеводороды способны к адгезии фильтрующихся через поровые каналы других углеводородов, что приводит к образованию протяжённых гидрофобных участков.

Таким образом, глинистость коллекторов Западной Сибири определяет с одной стороны остаточную водонасыщенность, а с другой – адсорбированную остаточную нефтенасыщенность продуктивного пласта.

Адсорбированная остаточная нефть уменьшает «живое сечение» поровых каналов, что, несомненно, оказывает существенное влияние на величину базовых и относительных проницаемостей для нефти и воды.

Рассмотрим формулу расчета абсолютной проницаемости по данным капилляриметрии.

Для расчёта абсолютной проницаемости по данным капилляриметрических исследований воспользуемся формулой, предложенной W.R. Purcell и Н.Т. Бурдайнном [43, 44] (3):

$$K_{пр.абс} = A \cdot K_{п.э}^m \cdot \left(\frac{1-K_{во}}{K_{во}} \right)^n. \quad (3)$$

где $K_{п.э} = K_p (1-K_{во})$ – эффективная пористость; K_p – открытая пористость; $K_{во}$ – остаточная водонасыщенность; T_r – гидравлическая извилистость; S – средние значения поперечных сечений поровых каналов.

Наши исследования показывают [45], что величина среднего сечения поровых каналов тесно связана с количественным параметром $(1-K_{во})/K_{во}$. Кроме того, в работе [46] показано, что гидравлическая извилистость определяется долей пористости, принимающей участие в процессе фильтрации флюида через пустотные пространство.

Исходя из вышеизложенного, уравнение для прогноза абсолютной проницаемости принимает следующий вид (4):

$$K_{\text{пр.абс}} = A \cdot K_{\text{п.э}}^m \cdot \left(\frac{1-K_{\text{во}}}{K_{\text{во}}} \right)^n \quad (4)$$

При этом значения параметров A , m , n определяются путем статистической обработки данных лабораторных исследований капилляриметрических свойств, а также фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта.

Таким образом, коэффициенты A , m , n позволяют вычислить абсолютную проницаемость для воды при вытеснении её из образца несмачивающей фазой (газом) по известным значениям пористости и остаточной водонасыщенности.

Теперь рассмотрим процесс вытеснения нефти водой из образца, содержащего такую же остаточную воду.

Очевидно, при этом фазовая проницаемость для нефти также должна равняться абсолютной проницаемости, поскольку пористость, остаточная водонасыщенность и извилистость поровых каналов остались неизменными. Однако результаты лабораторных исследований образцов показывают, что, как правило, относительная проницаемость для нефти при остаточной водонасыщенности намного меньше единицы.

Это обстоятельство можно объяснить только тем, что часть нефти адсорбируется на поверхности глинистых агрегатов, выстилающих стенки поровых каналов. Остаточная нефть сужает поперечное сечение поровых каналов, что приводит, соответственно, к уменьшению фазовой проницаемости для нефти. При этом глинистость, с одной стороны, приводит к возрастанию остаточной водонасыщенности, а другой – к увеличению адсорбированной остаточной нефтенасыщенности, то есть к гидрофобизации продуктивного пласта.

Таким образом, адсорбированная остаточная нефть приводит к некоторому сужению сечения поровых каналов, что вызывает снижение фазовой проницаемости для нефти.

Очевидно, влияние адсорбированной остаточной нефти на проницаемость эквивалентно увеличению остаточной водонасыщенности на величину коэффициента адсорбированной остаточной нефтенасыщенности $K_{\text{но.адс}}$.

В соответствии с этим для эффективной проницаемости по нефти формула (4) приобретает следующий вид (5):

$$K_{\text{пр.н}}^{\text{эфф}} = A \cdot [K_{\text{п}}(1-K_{\text{во}}-K_{\text{но.адс}})]^m \cdot \left(\frac{1-K_{\text{во}}-K_{\text{но.адс}}}{K_{\text{во}}+K_{\text{но.адс}}} \right)^n \quad (5)$$

Теперь получим формулу для относительной проницаемости для нефти при остаточной водонасыщенности. Для этого эффективную проницаемость для нефти разделили на абсолютную проницаемость (6):

$$\frac{K_{\text{пр.н}}}{K_{\text{пр.абс}}} = \frac{K_{\text{пр.эфф}}}{K_{\text{пр.абс}}} = \frac{A \cdot [K_{\text{п}}(1-K_{\text{во}}-K_{\text{но.адс}})]^m \cdot \left(\frac{1-K_{\text{во}}-K_{\text{но.адс}}}{K_{\text{во}}+K_{\text{но.адс}}} \right)^n}{A \cdot K_{\text{п.э}}^m \cdot \left(\frac{1-K_{\text{во}}}{K_{\text{во}}} \right)^n} \quad (6)$$

Окончательно для относительной проницаемости для нефти при остаточной водонасыщенности получим следующую формулу (7):

$$\frac{K_{\text{пр.н}}}{K_{\text{пр.абс}}}(K_{\text{во}}) = \frac{\left(\frac{1-K_{\text{но.адс}}}{1-K_{\text{во}}} \right)^{m+n}}{\left(1 + \frac{K_{\text{но.адс}}}{K_{\text{во}}} \right)^n} \quad (7)$$

Теперь прологарифмируем формулу (7) и получим уравнение (8):

$$\ln \frac{K_{\text{пр.н}}}{K_{\text{пр.абс}}} = (m+n) \ln \left(1 - \frac{K_{\text{но.адс}}}{1-K_{\text{во}}} \right) - n \ln \left(1 + \frac{K_{\text{но.адс}}}{K_{\text{во}}} \right) \quad (8)$$

Далее, поскольку адсорбированная остаточная нефтенасыщенность в условиях продуктивных пластов Западной Сибири намного меньше остаточной водонасыщенности, можно воспользоваться первыми членами разложения в ряд логарифмов правой части уравнения (8).

Получим (9):

$$\ln \frac{K_{\text{пр.н}}}{K_{\text{пр.абс}}} \approx -(m+n) \frac{K_{\text{но}}}{1-K_{\text{во}}} - n \frac{K_{\text{но}}}{K_{\text{во}}} \quad (9)$$

Здесь нами использовано разложение в ряд логарифмической функций.

Окончательно для вычисления коэффициента адсорбированной остаточной нефтенасыщенности получим следующую приближённую формулу (10):

$$K_{\text{но.адс}} = -\ln \frac{K_{\text{пр.н}}}{K_{\text{пр.абс}}} \left[\frac{K_{\text{во}}(1-K_{\text{во}})}{n+mK_{\text{во}}} \right] \quad (10)$$

Таким образом, адсорбированная остаточная нефтенасыщенность определяется остаточной водонасыщенностью продуктивного пласта и относительной проницаемостью для нефти при остаточной водонасыщенности.

В табл. 1 представлены исходные данные (абсолютная проницаемость, эффективная и относительная проницаемость для нефти и остаточная водонасыщенность) и коэффициенты адсорбированной остаточной нефтенасыщенности образцов ядра из пласта АВ₁³ Урьевского месторождения, рассчитанные по предлагаемым формулам.

Наиболее распространённые породообразующие минералы осадочного чехла (силикаты алюмосиликаты карбонаты) являются гидрофильными.

Образование адсорбированной нефти связано с адсорбцией отдельных компонентов нефти на поверхности породообразующих минералов.

Доля площади поверхности поровых каналов, занятая адсорбированными молекулами углеводородов, характеризуется коэффициентом гидрофобизации θ_n [47].

В лабораторных условиях коэффициент гидрофобизации определяют по кривым изотермической сушки образцов ядра.

Метод заключается в удалении воды из водонасыщенного образца путём испарения и в измерении объёма удаляемой воды до и после устранения гидрофобизации поровых каналов.

В результате изотермической сушки определяются такие параметры, как гидрофобизация θ_n и толщина адсорбированного слоя $h_{адс}$. Коэффициент адсорбированной нефти рассчитывается как произведение этих двух параметров.

В табл. 2 представлены результаты изотермической сушки керна того же пласта АВ₁³ соседнего Ватинского месторождения Западной Сибири, а также экспериментальные значения коэффициента адсорбированной нефти.

На рисунке дано сопоставление гистограмм распределения коэффициентов адсорбированной нефти для пласта АВ₁³, полученных расчётным путём для Урьевского месторождения и по данным лабораторных исследований образцов керна того же пласта соседнего Ватинского месторождения. Расчёты для Урьевского месторождения выполнены по предлагаемой нами методике по формуле (10).

Как следует из рисунка, гистограммы распределения расчетных значений $K_{но.адс}$ пласта АВ₁³ Урьевского месторождения и экспериментальных значений $K_{но.адс}$, полученные в лабораторных условиях для того же пласта соседнего Ватинского месторождения, подобны по форме и примерно повторяют друг друга, что говорит о достоверности значений коэффициента адсорбированной остаточной нефтенасыщенности, полученных расчётным путем по предлагаемой методике по формуле (10).

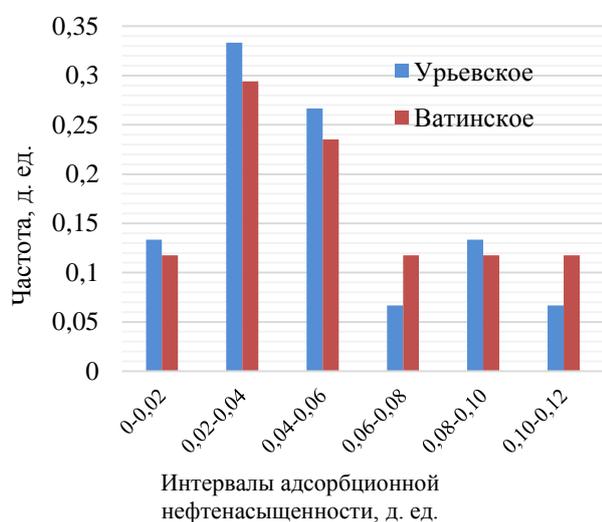


Рисунок. Сопоставление гистограмм распределения коэффициента адсорбированной остаточной нефтенасыщенности по пласту АВ₁³ Урьевского месторождения (расчетные данные) и Ватинского месторождения (лабораторные данные)

Figure. Comparison of histograms of the adsorbed residual oil saturation coefficient distribution over the АВ₁³ formation of the Uryevsk field (calculated data) and the Vatin field (laboratory data)

Таблица 1. Исходные данные и результаты расчета коэффициента $K_{но.адс}$ для пласта АВ₁³ Урьевского месторождения ($m=1,23$; $n=2,0$)

Table 1. Initial data and results of the $K_{но.адс}$ coefficient calculation for the АВ₁³ formation of the Uryevsk oil field ($m=1,23$; $n=2,0$)

Остаточная нефтенасыщенность, % Residual oil saturation, %	Абсолютная проницаемость, 10^{-3} мкм ² Absolute permeability, 10^{-3} mcm ²	Эффективная проницаемость по нефти, 10^{-3} мкм ² Effective permeability to oil, 10^{-3} mcm ²	Относительная проницаемость для нефти Oil relative permeability	Остаточная водонасыщенность, % Residual water saturation, %	Коэффициент адсорбированной остаточной нефтенасыщенности, д. ед. Adsorbed residual oil saturation coefficient, unit fraction
16	5,3	3,6	0,68	46,7	0,04
22,8	12,5	9,5	0,76	41,9	0,03
23,2	33,1	29,1	0,88	48,6	0,01
23,3	57,1	43,3	0,76	38,9	0,03
22,2	64	67,0	1,045	48,2	0,004
23,9	83,3	60,0	0,72	34,3	0,03
27	91,3	87,8	0,96	19,3	0,003
24,2	135	92,6	0,686	19,3	0,025
24,6	168,8	125,0	0,74	32,3	0,03
25,4	223,3	208,0	0,93	31,4	0,005
23,3	244,2	76,16	0,312	33,5	0,108
25,4	293,6	235,0	0,80	29,4	0,02
24,8	327	265,5	0,812	36,3	0,02
18,2	7,2	3,7	0,515	47,5	0,065
17,4	6,8	3,8	0,559	48,0	0,055

Таблица 2. Результаты эксперимента изотермической сушки керна пласта АВ₁³ [48]

Table 2. Results of the isothermal АВ₁³ reservoir core drying experiment [48]

Коэффициент гидрофобизации Hydrophobization coefficient	Коэффициент пористости Porosity coefficient	Коэффициент адсорбированной нефти Adsorbed oil coefficient	Толщина адсорбированного слоя, м Adsorbed layer thickness, m
д. ед./unit fraction			
0,137	0,236	0,054	0,395
0,092	0,227	0,029	0,310
0,042	0,223	0,013	0,318
0,123	0,242	0,033	0,270
0,121	0,242	0,034	0,281
0,151	0,238	0,042	0,271
0,222	0,206	0,072	0,322
0,197	0,225	0,065	0,33
0,103	0,202	0,034	0,332
0,112	0,210	0,050	0,443
0,061	0,215	0,029	0,483
0,049	0,206	0,019	0,392
0,104	0,188	0,048	0,458
0,438	0,141	0,111	0,252
0,251	0,118	0,088	0,352
0,348	0,138	0,106	0,304
0,232	0,138	0,081	0,350

Выводы

1. Адсорбированная остаточная нефтенасыщенность способствует уменьшению эффективной пористости продуктивного пласта и, соответственно, снижает величину проницаемости для нефти при остаточной водонасыщенности.
2. Величина адсорбированной остаточной нефтенасыщенности зависит также от остаточной водонасыщенности, такая связь осуществляется через глинистость коллектора.
3. Сопоставление гистограмм распределения показывает, что расчётные и экспериментальные значения коэффициента остаточной нефтенасыщенности пласта хорошо согласуются. Коэффициент корреляции между расчётными и экспериментальными данными превышает 0,9.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Михайлов Н.Н., Семенова Н.А., Сечина Л.С. Условия формирования микроструктурной смачиваемости и их влияние на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов // Георесурсы, геознергетика, геополитика. – 2010. – № 1 (1). – С. 30–41.
2. Key geological factors controlling the estimated ultimate recovery of shale oil and gas: a case study of the Eagle Ford shale, Gulf Coast Basin, USA / Lianhua Hou, Zhichao Yu, Xia Luo, Senhu Lin, Zhongying Zhao, Zhi Yang, Songtao Wu, Jingwei Cui, Lijun Zhang // Petroleum Exploration and Development. – 2021. – V. 48. – Iss. 3. – P. 762–774. DOI: 10.1016/s1876-3804(21)60062-9.
3. Grishchenko V.A., Mukhametshin V.Sh., Rabaev R.U. Geological structure features of carbonate formations and their impact on the efficiency of developing hydrocarbon deposits // Energies. – 2022. – V. 15. – Iss. 23. – 9002. – P. 1–11. DOI: 10.3390/en15239002.
4. Зарипов А.Т., Хусаинов В.М., Кабирова А.Х. Влияние температурных условий геологической среды и состава нефти месторождений Республики Татарстан на полноту извлечения углеводородов // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 9. – С. 74–77. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-9-74-77.
5. Setya Wardhana B.A., Titaley G.S., Purwatiningsih N. An integrated geological approach for a successful waterflood implementations and EOR planning: lesson learned from T field development, Barito Basin, Indonesia // SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. – Bali, Indonesia, October 2019. DOI: 10.2118/196301-ms.
6. Agent L6 injection at the Nekrasovsky oil field / R.R. Khuzin, N.N. Soloviev, V.E. Andreev, Yu.I. Krasnov, V.V. Mukhametshin, L.S. Kuleshova, I.V. L'vova // IOP: Earth and Environmental Science. – 2020. – V. 579. – 012008. – P. 1–10. DOI: 10.1088/1755-1315/579/1/012008.
7. Шаблоны применения технологий – эффективный способ систематизации знаний / С.И. Кудряшов, М.М. Хасанов, В.А. Краснов, Р.А. Хабибуллин, А.А. Семенов // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 11. – С. 7–9.
8. Li Yü, Robello S. Reservoir ranking map sketching for selection of infill and replacement drilling locations using machine learning technique // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – Abu Dhabi, UAE, November 2018. DOI: 10.2118/192818-MS.
9. Мухаметшин В.Ш., Хакимянов И.Н. Особенности группирования низкопродуктивных залежей нефти в карбонатных коллекторах для рационального использования ресурсов в пределах Урало-Поволжья // Записки Горного института. – 2021. – Т. 252. – С. 896–907. DOI: 10.31897/PMI.2021.6.11.
10. Идентификация слабо выработанных зон на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами / И.Ф. Хатмуллин, Е.И. Хатмуллина, А.Т. Хамитов, Р.А. Гималетдинов, С.Е. Мезиков // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 1. – С. 74–79.
11. Sun S.Q, Wan J.C. Geological analogs usage rates high in global survey // Oil & Gas Journal. – 2002. – V. 100. – № 46. – P. 49–50.
12. Wave thermal flooding when designing high-viscosity oil reservoirs / G.S. Dubinskiy, V.E. Andreev, V.V. Mukhametshin, L.S. Kuleshova, I.Sh. Mingulov // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2020. – V. 952. – 012043. – P. 1–5. DOI: 10.1088/1757-899X/952/1/012043.
13. Recovery improvement using geological, technical and operational factors of field development that influence the character of inflow profiles in horizontal laterals / N. Husein, E. Malyavko, I. Novikov, A. Drobot, A. Buyanov, E. Potapova, V. Upadhye // SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference. – United States, November 2021. DOI: 10.2118/204798-MS.
14. Study and apply the advanced analysis algorithm to screen the optimal enhanced oil recovery solution for oil and gas fields in Viet Nam / Long Hoang, Thang Viet Trinh, Truong Hung Trieu, Quy Minh Nguyen, Ngoc Quy Pham, Hien Huy Doan, Linh Hoang // Journal of Mining and Earth Sciences. – 2021. – V. 62. – Iss. 3a. – P. 17–29. DOI: 10.46326/jmes.2021.62(3a).03
15. Кулешова Л.С., Мухаметшин В.Ш. Поиск и обоснование применения инновационных методов добычи углеводородов в осложненных условиях // SOCAR Proceedings. – 2022. – Специальный выпуск. – № 1. – С. 71–79. DOI: 10.5510/OGP2022SI100647.
16. Технологии вовлечения в разработку сложнопостроенного объекта АВ11-2 «рябчик» Самотлорского месторождения / М.Л. Бабаев, И.В. Савченко, А.А. Шкитин, А.А. Писарев, Д.С. Смирнов, Д.Ю. Писарев // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 9. – С. 24–29. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-10-24-29.
17. The influence of pore structure on water flow in rocks from the Beibu Gulf oil field in China / R. Shen, X. Lei, H.K. Guo et al. // SOCAR Proceedings. – 2017. – № 3. – С. 32–38.
18. Scientific and methodological basic principles for determining design of clay acid treatments applied to wells / D.I. Akmetshina, D.A. Batalov, V.V. Mukhametshin, L.S. Kuleshova // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2021. – V. 1064. – 012056. – P. 1–8. DOI: 10.1088/1757-899X/1064/1/012056.
19. Economides J.M., Nolte K.I. Reservoir stimulation. – West Sussex, England: John Wiley and Sons, 2000. – 856 p.
20. Новые представления о смачиваемости коллекторов нефти и газа / Н.Н. Михайлов, И.П. Гурбатова, К.А. Моторова, Л.С. Сечина // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 7. – С. 80–85.

21. Методические подходы к повышению эффективности системы заводнения на поздней стадии разработки / В.А. Грищенко, И.М. Циклис, В.Ш. Мухаметшин, Р.Ф. Якупов // *SOCAR Proceedings*. – 2021. – Специальный выпуск. – № 2. – С. 161–171. DOI: 10.5510/OGP2021SI200583.
22. Nurushev M.Z.H., Diarov M.D., Nurusheva A. Analysis of risk level at oil production on the shelf of the Caspian Sea // *Global Journal of Ecology*. – 2021. – № 6 (1). – P. 76–84. DOI: 10.17352/gje.0000148.
23. Михайлов Н.Н., Сечина Л.С., Савочкина К.А. Влияние адсорбированных углеводородов на физико-химическую активность заглинизированных коллекторов // *Каротажник*. – 2011. – № 7. – С. 173–179.
24. Intensification of the gas inflow when bringing wells into production / G.S. Dubinskiy, V.E. Andreev, L.S. Kuleshova, V.V. Mukhametshin // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. – 2020. – V. 952. – 012042. – P. 1–8. DOI: 10.1088/1757-899X/952/1/012042.
25. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. – Казань: ФЭН, 2005. – 688 с.
26. Feder J. Artificial intelligence-driven timelines help optimize well life cycle // *Journal of Petroleum Technology*. – 2020. – V. 72. – Iss. 2. – P. 50–51. DOI: 10.2118/0220-0050-jpt
27. Мухаметшин В.Ш. Управление заводнением залежей нефти в карбонатных коллекторах // *SOCAR Proceedings*. – 2022. – Специальный выпуск. – № 1. – С. 38–44. DOI: 10.5510/OGP2022SI100643.
28. Рзаева С.Дж. Новый микробиологический метод повышения нефтеотдачи пластов, содержащих высокоминерализованную воду // *SOCAR Proceedings*. – 2019. – № 2. – С. 38–44. DOI: 10.5510/OGP20190200387.
29. Amble extending production life of mature fields in the North Sea with multilateral technology / M. Kelsey, M. Raaholt, O. Einervoll, R. Nafikov, S. Day // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. – Dubai, UAE, September 2021. DOI: 10.2118/205874-MS.
30. Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. On the use of geophysical research data aiming to increase the efficiency impact on the bottomhole zone of wells // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. – 2020. – V. 905. – 012084. – P. 1–5. DOI: 10.1088/1757-899X/905/1/012084.
31. Gheorghiu Sorin Alexandru, Cătălin Popescu. Quantifying economic uncertainties and risks in the oil and gas industry // *Recent Applications of Financial Risk Modelling and Portfolio Management*. – 2021. – P. 1–31. DOI: 10.4018/978-1-7998-5083-0.ch008.
32. Delamaide E. Application of multilateral wells for production and enhanced oil recovery: case studies from Canada // *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. – 2021. – V. 24. – № 4. – P. 952–974. DOI: 10.2118/206745-PA.
33. Мухаметшин В.Ш. Экспресс-оценка коэффициента извлечения нефти при разработке залежей в карбонатных коллекторах на естественных режимах // *SOCAR Proceedings*. – 2022. – Специальный выпуск. – № 1. – С. 27–37. DOI: 10.5510/OGP2022SI100642.
34. Integration of a risk management tool and an analytical simulator for assisted decision-making in IOR / V. Alvarado, E.-M. Reich, Yi Yunfeng, K. Potsch // *SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition*. – Vienna, Austria, 12–15 June 2006. – 6 p. DOI: 10.2118/100217-MS.
35. Михайлов Н.Н., Сечина Л.С., Гурбатова И.П. Показатели смачиваемости в пористой среде и зависимость между ними // *Георесурсы, геоэнергетика, геополитика*. – 2011. – № 1 (3). – С. 10–20.
36. Economic analysis and risk management in development of tight-low permeability reservoir / Tao Yu, Baozhu Li, Zhengdong Lei, Xiaoping An, Wenhuan Wang, Jun Jiao, Jianfeng Hou, Xiaosong Bo // *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. – Bali, Indonesia, October 2019. DOI: 10.2118/196345-MS.
37. Обоснование модели абсолютной проницаемости с учетом фактора извилистости поровых каналов по данным капилляриметрических исследований / Р.Т. Ахметов, Л.С. Кулешова, В.В. Мухаметшин, П.М. Мальшев, А.Р. Сафиуллина // *SOCAR Proceedings*. – 2022. – Специальный выпуск. – № 1. – С. 1–8. DOI: 10.5510/OGP2022SI100639.
38. Brooks R.H., Corey A.T. Hydraulic properties of porous media // *Hydrology Papers*. Colorado State University. Fort Collins, Colorado. – 1964. – № 3. – P. 1–37.
39. Brooks R.H., Corey A.T. Properties of porous media affecting fluid flow // *Journal of the Irrigation and Drainage Division*. – 1966. – № 92. – С. 61–90.
40. Методика интеграции каротажных и промысловых данных с целью прогноза продуктивности скважин и их начальной обводненности / Я.Е. Волокитин, А.В. Хабаров, Р.Р. Сахибгареев, А.Ю. Быдзан, Э.-Я. Боркент // *Каротажник*. – 2009. – № 12 (189). – С. 212–226.
41. Условия формирования остаточной нефтенасыщенности в полимиктовых коллекторах при их заводнении / Н.А. Черемисин, В.П. Сонич, Ю.Е. Батурич, В.А. Дроздов // *Нефтяное хозяйство*. – 1997. – № 9. – С. 40–45.
42. Михайлов Н.Н., Сечина Л.С., Моторова К.А. Роль глинистых минералов в образовании адсорбционно-связанной нефти в породах-коллекторах углеводородного сырья // *Георесурсы, геоэнергетика, геополитика*. – 2012. – № 1 (5). – С. 51–62.
43. Purcell W.R. Capillary pressures – their measurement using mercury and the calculation of permeability therefrom // *Trans AIME*. – 1949. – V. 186. – P. 39–48.
44. Burdine N. Relative permeability calculations from pore size distribution data // *Transactions of the American Institute of Mining and Metallurgical Engineers*. – 1953. – V. 198. – P. 71–78.
45. Количественная оценка гидравлической извилистости коллекторов нефти и газа Западной Сибири на основе капилляриметрических исследований / Р.Т. Ахметов, А.М. Мальяренко, Л.С. Кулешова, В.В. Мухаметшин, А.Р. Сафиуллина // *SOCAR Proceedings*. – 2021. – № 2. – С. 77–84. DOI: 10.5510/OGP20210200498.
46. Обоснование аналитической модели гидравлической извилистости поровых каналов коллекторов Западной Сибири по данным капиллярных исследований / Р.Т. Ахметов, Л.С. Кулешова, Э.Ф. Велиев, В.В. Мухаметшин, А.Р. Сафиуллина // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2022. – Т. 333. – № 7. – С. 86–95. DOI: 10.18799/24131830/2022/7/3587.
47. Способ определения степени гидрофобизации поверхности пор: авторское свидетельство SU 1022005 A1; 1983.

48. Ахметова З.Р. Структуризация остаточной нефтенасыщенности для обоснования технологии доизвлечения нефти: дис. ... канд. техн. наук. – М., 2016. – 153 с.

REFERENCES

1. Mikhailov N.N., Semenova N.A., Sechina L.S. The conditions of microstructure wetting forming and their influence on filtration-measurement characteristics of productive strata. *Georesources, geoenergy, geopolitics*, 2010, no. 1 (1), pp. 30–41. In Rus.
2. Lianhua Hou, Zhichao Yu, Xia Luo, Senhu Lin, Zhongying Zhao, Zhi Yang, Songtao Wu, Jingwei Cui, Lijun Zhang. Key geological factors controlling the estimated ultimate recovery of shale oil and gas: a case study of the Eagle Ford shale, Gulf Coast Basin, USA. *Petroleum Exploration and Development*, 2021, vol. 48, Iss. 3, pp. 762–774. DOI: 10.1016/s1876-3804(21)60062-9.
3. Grishchenko V.A., Mukhametshin V.Sh., Rabaev R.U. Geological structure features of carbonate formations and their impact on the efficiency of developing hydrocarbon deposits. *Energies*, 2022, vol. 15, Iss. 23, 9002, pp. 1–11. DOI: 10.3390/en15239002.
4. Zaripov A.T., Khusainov V.M., Kabirowa A.Kh. Effect of geological environment temperature and oil composition on hydrocarbon withdrawal in Tatarstan fields. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2022, no. 9, pp. 74–77. In Rus. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-9-74-77.
5. Setya Wardhana B.A., Titaley G.S., Purwatiningsih N. An integrated geological approach for a successful waterflood implementations and EOR planning: lesson learned from T field development, Barito Basin, Indonesia. *Society of Petroleum Engineers – SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition*. Bali, Indonesia, October 2019. DOI: 10.2118/196301-ms.
6. Khuzin R.R., Soloviev N.N., Andreev V.E., Krasnov Yu.I., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S., L'vova I.V. Agent L₆ injection at the Nekrasovsky oil field. *IOP: Earth and Environmental Science*, 2020, vol. 579, 012008, pp. 1–10. DOI: 10.1088/1755-1315/579/1/012008.
7. Kudryashov S.I., Khasanov M.M., Krasnov V.A., Khabibullin R.A., Semenov A.A. Technologies application patterns – an effective way of knowledge systematization. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2007, no. 11, pp. 7–9. In Rus.
8. Li Y., Robello S. Reservoir ranking map sketching for selection of infill and replacement drilling locations using machine learning technique. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. Abu Dhabi, UAE, November 2018. DOI: 10.2118/192818-MS.
9. Mukhametshin V.Sh., Khakimzyanov I.N. Features of grouping low-producing oil deposits in carbonate reservoirs for the rational use of resources within the Ural-Volga region. *Journal of Mining Institute*, 2021, vol. 252, pp. 896–907. DOI: 10.31897/PMI.2021.6.11.
10. Khatmullin I.F., Khatmullina E.I., Khamitov A.T., Gimaletdinov R.A., Mezikov S.E. Identification of zones with poor displacement in fields with hard-to-recover reserves. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2015, no. 1, pp. 74–79. In Rus.
11. Sun S.Q., Wan J.C. Geological analogs usage rates high in global survey. *Oil & Gas Journal*, 2002, vol. 100, no. 46, pp. 49–50.
12. Dubinskiy G.S., Andreev V.E., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S., Mingulov I.Sh. Wave thermal flooding when designing high-viscosity oil reservoirs. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2020, vol. 952, 012043, pp. 1–5. DOI: 10.1088/1757-899X/952/1/012043.
13. Husein N., Malyavko E., Novikov I., Drobot A., Buyanov A., Potapova E., Upadhye V. Recovery improvement using geological, technical and operational factors of field development that influence the character of inflow profiles in horizontal laterals. *SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference*. United States, November 2021. DOI: 10.2118/204798-MS.
14. Long Hoang, Thang Viet Trinh, Truong Hung Trieu, Quy Minh Nguyen, Ngoc Quy Pham, Hien Huy Doan, Linh Hoang. Study and apply the advanced analysis algorithm to screen the optimal enhanced oil recovery solution for oil and gas fields in Viet Nam. *Journal of Mining and Earth Sciences*, 2021, vol. 62, Iss. 3a, pp. 17–29. DOI: 10.46326/jmes.2021.62(3a).03.
15. Kuleshova L.S., Mukhametshin V.Sh. Research and justification of innovative techniques employment for hydrocarbons production in difficult conditions. *SOCAR Proceedings*, 2022, Special Issue, no. 1, pp. 71–79. In Rus. DOI: 10.5510/OGP2022SI100647.
16. Babaev M.L., Savchenko I.V., Shkitin A.A., Pisarev A.A., Smirnov D.S., Pisarev D.Yu. Technologies for involvement in the development of the complex reservoir AV11-2 Ryabchik of Samotlorskoye oil field. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2017, no. 9, pp. 24–29. In Rus. DOI: 10.24887/0028-2448-2022-10-24-29.
17. Shen R., Lei, X., Guo H.K. The influence of pore structure on water flow in rocks from the Beibu Gulf oil field in China. *SOCAR Proceedings*, 2017, no. 3, pp. 32–38.
18. Akmetshina D.I., Batalov D.A., Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. Scientific and methodological basic principles for determining design of clay acid treatments applied to wells. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2021, vol. 1064, 012056, pp. 1–8. DOI:10.1088/1757-899X/1064/1/012056.
19. Economides J.M., Nolte K.I. *Reservoir stimulation*. West Sussex, England, John Wiley and Sons, 2000. 856 p.
20. Mikhailov N.N., Gurbatova I.P., Motorova K.A., Sechina L.S. New representations of wettability of oil and gas reservoirs. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2016, no. 7, pp. 80–85. In Rus.
21. Grishchenko V.A., Tsiklis I.M., Mukhametshin V.Sh., Yakupov R.F. Methodological approaches to increasing the flooding system efficiency at the later stage of reservoir development. *SOCAR Proceedings*, 2021, Special Issue, no. 2, pp. 161–171. In Rus. DOI: 10.5510/OGP2021SI200583.
22. Nurusev M.Z.H., Diarov M.D., Nuruseva A. Analysis of risk level at oil production on the shelf of the Caspian Sea. *Global Journal of Ecology*, 2021, no. 6 (1), pp. 76–84. DOI: 10.17352/gje.0000148.
23. Mikhailov N.N., Sechina L.S., Savochkina K.A. The effect of adsorbed hydrocarbons on the physicochemical activity of mudded reservoirs. *Karotazhnik*, 2011, no. 7, pp. 173–179. In Rus.

24. Dubinskiy G.S., Andreev V.E., Kuleshova L.S., Mukhametshin V.V. Intensification of the gas inflow when bringing wells into production. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2020, vol. 952, 012042, pp. 1–8. DOI: 10.1088/1757-899X/952/1/012042.
25. Muslimov R.Kh. *Sovremennye metody povysheniya nefteizvlecheniya: proektirovanie, optimizatsiya i otsenka effektivnosti* [Modern methods of oil recovery increasing: design, optimization and performance evaluation]. Kazan, FEN Publ., 2005. 688 p.
26. Feder J. Artificial intelligence-driven timelines help optimize well life cycle. *Journal of Petroleum Technology*, 2020, vol. 72, Iss. 2, pp. 50–51. DOI: 10.2118/0220-0050-jpt.
27. Mukhametshin V.Sh. Oil flooding in carbonate reservoirs management. *SOCAR Proceedings*, 2022, Special Issue, no. 1, pp. 38–44. In Rus. DOI: 10.5510/OGP2022SI100643.
28. Rzayeva S.J. New microbiological method of oil recovery increase containing highly mineralized water. *SOCAR Proceedings*, 2019, no. 2, pp. 38–44. In Rus. DOI: 10.5510/OGP20190200387.
29. Kelsey M., Raaholt M., Einervoll O., Nafikov R., Day S. Amble extending production life of mature fields in the North Sea with multilateral technology. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Dubai, UAE, September 2021. DOI: 10.2118/205874-MS
30. Mukhametshin V.V., Kuleshova L.S. On the use of geophysical research data aiming to increase the efficiency impact on the bottomhole zone of wells. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2020, vol. 905, 012084, pp. 1–5. DOI: 10.1088/1757-899X/905/1/012084.
31. Gheorghiu Sorin Alexandru, Cătălin Popescu. Quantifying economic uncertainties and risks in the oil and gas industry. *Recent Applications of Financial Risk Modelling and Portfolio Management*, 2021, pp. 1–31. DOI: 10.4018/978-1-7998-5083-0.ch008.
32. Delamaide E. Application of multilateral wells for production and enhanced oil recovery: case studies from Canada. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2021, vol. 24, no. 4, pp. 952–974. DOI: 10.2118/206745-PA.
33. Mukhametshin V.Sh. Oil recovery factor express evaluation during carbonate reservoirs development in natural regimes. *SOCAR Proceedings*, 2022, Special Issue, no. 1, pp. 27–37. In Rus. DOI: 10.5510/OGP2022SI100642.
34. Alvarado V., Reich E.-M., Yunfeng Yi., Potsch K. Integration of a risk management tool and an analytical simulator for assisted decision-making in IOR. *SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition*. Vienna, Austria, June 12–15, 2006. 6 p. DOI: 10.2118/100217-MS.
35. Mikhailov N.N., Sechina L.S., Gurbatova I.P. Wettability indicators in the porous environment and dependence between them. *Georesources, Geoenergetics, Geopolitics*, 2011, no. 1 (3), pp. 10–20. In Rus.
36. Tao Yu, Baozhu Li, Zhengdong Lei, Xiaoping An, Wenhuan Wang, Jun Jiao, Jianfeng Hou, Xiaosong Bo. Economic analysis and risk management in development of tight-low permeability reservoir. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. Bali, Indonesia, October 2019. DOI: 10.2118/196345-MS.
37. Akhmetov R.T., Kuleshova L.S., Mukhametshin V.V., Malyshev P.M., Safiullina A.R. Substantiation of the absolute permeability model taking into account the pore tortuosity factor according to the capillarimetric investigations results. *SOCAR Proceedings*, 2022, Special Issue, no. 1, pp. 1–8. DOI: 10.5510/OGP2022SI100639. In Rus.
38. Brooks R.H., Corey A.T. Hydraulic properties of porous media. *Hydrology Papers*. Colorado State University, 1964, no. 3, pp. 1–37.
39. Brooks R.H., Corey A.T. Properties of porous media affecting fluid flow. *Journal of the Irrigation and Drainage Division*, 1966, no. 92, pp. 61–90.
40. Volokitin Ya.E., Khabarov A.V., Sakhibgareev R.R., Bydzan A.Yu., Borkent E.-Ya. Well logging and production data integration method to forecast well production and initial watering. *Karotazhnik*, 2009, no. 12 (189), pp. 212–226. In Rus.
41. Cheremisin N.A., Sonich V.P., Baturin Yu.E., Drozdov V.A. Conditions for the formation of residual oil saturation in polymictic reservoirs during their flooding. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 1997, no. 9, pp. 40–45. In Rus.
42. Mikhailov N.N., Sechina L.S., Motorova K.A. Role of clay minerals in formation of the adsorption-connected oil in rock-collectors of hydrocarbonic raw materials. *Georesources, geoenergetics, geopolitics*, 2012, no. 1 (5), pp. 51–62. In Rus.
43. Purcell W.R. Capillary pressures – their measurement using mercury and the calculation of permeability therefrom. *Trans AIME*, 1949, vol. 186, pp. 39–48.
44. Burdine N. Relative permeability calculations from pore size distribution data. *Transactions of the American Institute of Mining and Metallurgical Engineers*, 1953, vol. 198, pp. 71–78.
45. Akhmetov R.T., Malyarenko A.M., Kuleshova L.S., Mukhametshin V.V., Safiullina A.R. Quantitative assessment of hydraulic tortuosity of oil and gas reservoirs in western siberia based on capillarimetric studies. *SOCAR Proceedings*, 2021, no. 2, pp. 77–84. In Rus. DOI: 10.5510/OGP20210200498.
46. Akhmetov R.T., Kuleshova L.S., Veliyev E.F., Mukhametshin V.V., Safiullina A.R. Substantiation of an analytical model of reservoir pore channels hydraulic tortuosity in Western Siberia based on capillary research data. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 7, pp. 86–95. In Rus. DOI: 10.18799/24131830/2022/7/3587.
47. Tankaeva L.K., Dmitrievskiy A.N., Sechina L.S., Privalenko N.V. *Sposob opredeleniya stepeni gidrofobizatsii poverkhnosti por* [Pore surface water-repellency treatment determination method]. Copyright certificate, SU 1022005 A1, 1983.
48. Akhmetova Z.R. *Strukturizatsiya ostatochnoy neftenasyshchennosti dlya obosnovaniya tekhnologii doizvlecheniya nefti*. Dis. Kand. nauk. [Structuring of residual oil saturation to substantiate the technology of oil recovery. Cand. Diss.]. Moscow, 2016. 153 p.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Вячеслав Вячеславович Мухаметшин, доктор технических наук, профессор кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском), Россия, 452607, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54а; vv@of.ugntu.ru; <https://orcid.org/0000-0003-3283-1047>; шифр специальности ВАК: 2.8.3; 622.276.63

Расуль Тухбатуллович Ахметов, кандидат технических наук, профессор кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском), Россия, 452607, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54а; rasulofugntu@mail.ru

Любовь Сергеевна Кулешова, кандидат технических наук, доцент кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, заместитель директора по УР, Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском), Россия, 452607, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54а; markl212@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0003-2975-3666>

Эльчин Фикрет оглы Велиев, доктор философии по техническим наукам, заведующий лабораторией аналитических исследований, НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Азербайджан, AZ1012, г. Баку, пр. Гасан-бека Зардаби, 88А; elchinf.veliyev@socar.az; <https://orcid.org/0000-0003-2803-4467>

Риф Вакилович Вафин, доктор технических наук, профессор кафедры разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском), Россия, 452607, г. Октябрьский, ул. Девонская, 54а; aloil116@mail.ru

Поступила в редакцию: 11.04.2023

Поступила после рецензирования: 28.04.2023

Принята к публикации: 01.11.2023

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Vyacheslav V. Mukhametshin, Dr. Sc., Professor, Ufa State Petroleum Technological University (Branch in the City of Oktyabrsky), 54a, Devonskaya street, Oktyabrsky, 452607, Russian Federation; vv@of.ugntu.ru; <https://orcid.org/0000-0003-3283-1047>

Rasul T. Akhmetov, Cand. Sc., Professor, Ufa State Petroleum Technological University (Branch in the City of Oktyabrsky), 54a, Devonskaya street, Oktyabrsky, 452607, Russian Federation; rasulofugntu@mail.ru

Lyubov S. Kuleshova, Cand. Sc., Associate Professor, Deputy Director for Academic Affairs, Ufa State Petroleum Technological University (Branch in the City of Oktyabrsky), 54a, Devonskaya street, Oktyabrsky, 452607, Russian Federation; markl212@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0003-2975-3666>

Elchin F. Veliev, Doctor of Philosophy in Technical Sciences, Head of the Analytical Research Laboratory, Oil Gas Scientific Research Project Institute, SOCAR, 88A, Hasan-bek Zardabi avenue, Baku, AZ1012, Azerbaijan; elchinf.veliyev@socar.az; <https://orcid.org/0000-0003-2803-4467>

Rif V. Vafin, Dr. Sc., Professor, Ufa State Petroleum Technological University (Branch in the City of Oktyabrsky), 54a, Devonskaya street, Oktyabrsky, 452607, Russian Federation; aloil116@mail.ru

Received: 11.04.2023

Revised: 28.04.2023

Accepted: 01.11.2023