ISSN 2712-8008
Том / Volume 24 №2 2024
Домашняя страница журнала: http://vestnik.pstu.ru/geo/
НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ

УДК 622.276.1/.4(571.1)
Статья / Article
© ПНИПУ / PNRPU, 2024

Влияние набухания глинистых минералов на выработку запасов

Н.Р. Кривова[1], С.А. Леонтьев[2]

[1]Тюменский индустриальный университет, филиал в г. Нижневартовске
(Российская Федерация, 628609, г. Нижневартовск, ул. Ленина, 2/П, стр. 9)
[2]Тюменский индустриальный университет (Российская Федерация, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38)

The Influence of Clay Minerals Swelling on Reserve Production

Nadezhda R. Krivova[1], Sergei A. Leontyev[2]

[1]Branch of the Tyumen Industrial University in Nizhnevartovsk (2P Lenina st., building 9, 628000, Nizhnevartovsk, Russian Federation)
[2]Tyumen Industrial University (38 Volodarsky st., Tyumen, 625000, Russian Federation)

Получена / Received: 01.12.2023. Принята / Accepted: 31.05.2024. Опубликована / Published: 28.06.2024

Ключевые слова:
разрушения пород коллекторов, набухаемость глинистых минералов, изменение проницаемости, запасы нефти, взаимодействие закачиваемой воды с глинистыми минералами породы.

При разработке нефтяных и газовых коллекторов происходят различные процессы, начиная от варьирования физико-химических свойств пластовых флюидов до изменения коллекторских свойств продуктивных пластов, что приводит к их разрушению. Все эти процессы по-разному могут оказывать влияние на конечную нефтеотдачу. Исследования влияния глин на проницаемость песчаников проводятся более 50 лет, но до сих пор присутствие глинистых минералов в породах-коллекторах представляет собой проблему для добычи нефти. При вытеснении нефти из продуктивных пластов происходит взаимодействие закачиваемой воды с глинистыми минералами породы, что приводит к значительным изменениям в динамике добычи нефти по месторождениям. Особенно этот параметр может измениться при поддержании пластового давления закачкой пресной воды, так как состав закачиваемой воды существенно влияет на проницаемость коллекторов. Кроме типа и пространственного распределения глинистых минералов, еще одной важной составляющей, которая влияет на степень изменения проницаемости, является состав флюида. В основном снижение проницаемости происходит, когда закачиваемая вода менее минерализована, чем пластовая.
Для установления зависимости набухаемости от глинистых минералов в работе проведен анализ результатов 1007 лабораторных образцов, которые были использованы для изучения минерального состава глинистых фракций. Для выявления зависимости набухаемости от различных глинистых минералов было построено значительное количество графиков и установлена зависимость между набухаемостью и смешанослойными образованиями гидрослюда-монтмориллонитового ряда, что позволило установить значения величины набухаемости по другим месторождениям. Для определения влияния набухаемости на изменение пористости введён коэффициент снижения пористости за счет набухаемости.
Произведенный расчет запасов нефти по пласту $ЮВ_1$ 13 месторождений показал, что при учете набухаемости глинистых минералов величина запасов снижается в среднем на 8,6 %. Показано, что закачка пресной воды привела к разрушению пород-коллекторов месторождений с высокой набухаемостью и небольшей величиной пористости, что подтверждается низкой выработкой запасов для других месторождений, характеризующихся противоположными значениями набухаемости и пористости. Закачка пресной воды не повлияла на отбор от НИЗ.

Keywords:
reservoir rocks destruction, clay minerals swelling, permeability change, oil reserves, interaction of injected water with rock clay minerals.

During the oil and gas reservoirs development, various processes occur, ranging from varying the physicochemical properties of formation fluids to changing the reservoir properties of productive formations, which leads to their destruction. All these processes can influence the final oil recovery in different ways. Research into the influence of clays on the permeability of sandstones has been conducted for more than 50 years, but the presence of clay minerals in reservoir rocks still poses a problem for oil production. When oil is displaced from productive formations, the injected water interacts with the clay minerals of the rock, which leads to significant changes in the dynamics of oil production in the fields. This parameter can especially change when maintaining reservoir pressure by injecting fresh water, since the composition of the injected water significantly affects the permeability of reservoirs. In addition to the type and spatial distribution of clay minerals, another important component that influences the degree of permeability change is fluid composition. Basically, the reduction in permeability occurs when the injected water is less mineralized than the formation water.
To establish the dependence of swelling on clay minerals, the work analyzed the results of 1007 laboratory samples that were used to study the mineral composition of clay fractions. To identify the dependence of swelling on various clay minerals, a significant number of graphs were constructed and a relationship was established between swelling and mixed-layer formations of the hydromica-montmorillonite series, which made it possible to establish the swelling values for other fields. To determine the effect of swelling on the change in porosity, a coefficient for reducing porosity due to swelling was introduced.
The calculation of oil reserves for the YuV_1 layer of 13 fields showed that when taking into account the clay minerals swelling, the value of reserves decreased by an average of 8.6%. It was shown that the injection of fresh water led to the destruction of reservoir rocks of fields with high swelling and low porosity, which was confirmed by the low production of reserves for other fields characterized by opposite values of swelling and porosity. Freshwater injection did not affect production from initial recoverable reserves.

© **Кривова Надежда Рашитовна** – кандидат технических наук, доцент кафедры «Нефтегазовое дело» (тел.: +007 (902) 851 11 53; e-mail: krivovanr@tyuiu.ru). Контактное лицо для переписки.
© **Леонтьев Сергей Александрович** – доктор технических наук, профессор кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений» (тел.: +007 (345) 228 30 27; e-mail: leontevsa@tyuiu.ru).

© **Nadezhda R. Krivova** (Author ID in Scopus: 57211312946) – PhD in Engineering, Associate Professor at the Department of Oil and Gas Business (tel.: +007 (902) 851 11 53; e-mail: krivovanr@tyuiu.ru). The contact person for correspondence.
© **Sergei A. Leontyev** (Author ID in Scopus: 57195918473) – Doctor of Engineering, Professor at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields (tel.: +007 (345) 228 30 27; e-mail: leontevsa@tyuiu.ru).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:
Кривова, Н.Р. Влияние набухания глинистых минералов на выработку запасов / Н.Р. Кривова, С.А. Леонтьев // Недропользование. – 2024. – Т.24, №2. – С.86–92. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.2.6

Please cite this article in English as:
Krivova N.R., Leontyev S.A. The influence of clay minerals swelling on reserve production. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2024, vol.24, no.2, pp.86-92. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.2.6

Введение

Существуют два вида разрушения пород коллекторов. Первый вид связан с наличием набухающих глинистых частиц и их мобилизацией. Второй вид возникает в результате конкретных технологических операций и не зависит от минералогии и текстуры горных пород. Важно определить породы коллектора, которые будут чувствительны к воде, для того чтобы правильно подобрать для них систему разработки. Разрушение породы коллектора первого вида зависит от типа глинистых минералов, их распределения в поровом пространстве и состава флюида. Все взаимодействия глины с водой, такие как набухание глины и тонкая миграция, происходят на уровне пор [1].

Глинистые минералы представляют собой очень мелкие частицы, которые относятся к группе гидросиликатов алюминия и имеют максимальный размер частиц менее 0,005 мм [2–4]. Каолинит, смектит и иллит представляют собой три основные группы глинистых минералов [5–7]. Монтмориллонит составляет 25 % всех глин в глинисто-сцементированных песчаниках, и он важен для песчаников из-за проблемы качества коллектора.

Исследования влияния глин на проницаемость песчаников проводятся более 50 лет, но до сих пор присутствие глинистых минералов в породах-коллекторах представляет собой проблему для добычи нефти. Авторы публикации [8] заявили, что буровые растворы на водной основе используются чаще, поскольку вода более экологична. Однако вода вызывает гидратацию и набухание глины и, следовательно, снижает проницаемость [9]. Другие авторы [10] использовали пески нефтяных пластов для измерения воздухо- и водопроницаемости, ориентируясь на тип и количество глины. Они показали, что наиболее чувствительными к воде являются пески, содержащие каолинит, иллит и смешаннослойную глину (иллит-монтмориллонит), а наименее чувствительными – пески с небольшими количествами каолинита и иллита.

Согласно публикации [11], одним из механизмов повреждения пласта является снижение проницаемости вблизи ствола скважины из-за набухания смектита или дефлокуляции каолинита, когда эти глинистые минералы контактируют с флюидами на водной основе.

Другие авторы [12] также заметили, что как плохо консолидированные, так и достаточно плотные пласты, содержащие большое количество глин, заполняющих поры и уязвимых к жидкостям на водной основе, такие как каолинит, монтмориллонит, хлорит, иллит и смешаннослойные глины, аналогично подвержены изменению проницаемости коллектора.

В работе [13] подробно обсуждался возможный механизм набухания глинистых частиц, выстилающих поры пород-коллекторов, с точки зрения осмотического и мембранного эффектов Доннана применительно к внутричастичному набуханию. Набухание расширяющихся глинистых минеральных частиц при контакте с относительно пресной водой считается наиболее распространенной причиной проблем с чувствительностью к воде, возникающих при добыче нефти. Набухшие частицы ограничивают поток в порах породы, а мельчайшие расширенные пластинки отрываются, диспергируясь в воде внутри поры, и еще больше ограничивают поток, когда они застревают в сужениях пор. Зерна нерасширяющихся глинистых минералов специфически взаимодействуют с водой, но не способны набухать и распадаться в той же степени, что и зерна, содержащие расширяемые минералы.

Приведенные в работе [14] исследования показали, что если пески коллектора содержали следы монтмориллонита, чувствительные к воде изменения проницаемости коллектора происходили из-за дисперсии и тонкой миграции: по мере увеличения обводненности набухающие глинистые плиты раздвигались и разрушались. В целом при благоприятных коллоидных условиях ненабухающие глины, такие как каолинит и иллит, могут высвобождаться с поверхности пор, а затем эти частицы мигрируют вместе с жидкостью, текущей через пористое образование. Напротив, набухающие глины, такие как смектитовые и смешаннослойные глины, сначала расширяются при благоприятных ионных условиях, а затем распадаются и мигрируют. Другими словами можно сказать, что ненабухающие глины также взаимодействуют с водой, но это взаимодействие меньше, чем у набухающих глин.

Одним из параметров, также контролирующих степень изменения проницаемости пласта, является пространственное распределение глины внутри поровой структуры, что для природных песчаников связано с глинистым происхождением. Как набухающие, так и ненабухающие глины могут быть обломочными и аутигенными. Обломочные, или аллогенные, глины представляют собой дисперсную матрицу глинистых гранул и обломков размером, равным частицам песка [2, 15]. Аутигенные глины встречаются в виде рыхлых зеренных покрытий, выстилки пор, заполнения пор, псевдоморфных замещений и заполнения трещин и оказывают существенное влияние на качество коллектора. Аутигенные глины оказывают большее влияние на повреждение пласта из-за их прямой уязвимости к поровым жидкостям, чем обломочные глины, которые плотно упакованы в матрице породы. Монтмориллонит, обнаруженный в песчаниках, имеет как обломочное, так и аутигенное происхождение и выглядит как выстилка пор. Аутигенный каолинит является наиболее распространенным глинистым минералом в коллекторах песчаника и в основном образует чешуйки, заполняющие поры [16, 17].

Кроме типа и пространственного распределения глинистых минералов, еще одной важной составляющей, которая влияет на степень изменения проницаемости, является состав флюида. В основном снижение проницаемости происходит, когда закачиваемая вода менее минерализована, чем пластовая. Перемена в химическом составе водной среды меняет степень набухания, а также тип и количество обменных катионов, присутствующих между слоями монтмориллонита. Поскольку наличие соли в воде замедляет набухание глины [18], в работе [19] использовалась дистиллированная вода без добавления солей, чтобы максимизировать набухание глины и оценить ее максимальное влияние на проницаемость образца. Эксперименты [19] сочетали заводнение керна с рентгеновской μ-компьютерной томографией (μ-CT) для исследования набухания глинистых минералов и его влияния на проницаемость рыхлой пористой среды. На шарики натронной извести и зерен кварца добавлялась в качестве покрытия глина: набухающая (монтмориллонит) и ненабухающая (каолинит). Изменения проницаемости в экспериментах контролировали как функцию времени, используя чистую воду. Все образцы с глиняным покрытием показали снижение проницаемости на 10–40 %, по сравнению с аналогичными данными образцов без

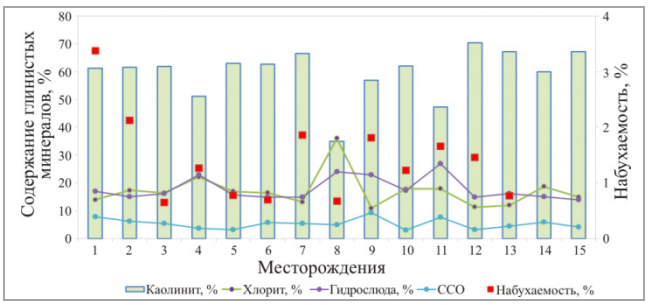


Рис. 1. Распределение содержания глинистых минералов и набухаемости пласта $ЮВ_1$ по месторождениям

покрытия. В целом проницаемость снижалась с увеличением содержания глины. Увеличение объема частиц монтмориллонита на 39 % наблюдалось методом ц-КТ сразу после насыщения образца водой, т.е. набухание происходило практически мгновенно после контакта воды с глиной. Напротив, частицы каолинита имели увеличение объема на 15 %, что, в первую очередь, было связано с гидратацией глинистых окатышей водой. Рассчитанное снижение пористости, связанное с набуханием глины, колебалось от 0,4 до 1,7 %, включая образцы, покрытые как монтмориллонитом, так и каолинитом. По оценкам авторов [19], такое снижение пористости приводит к снижению проницаемости всего на 2–5 %, что связано, в первую очередь, с высокой начальной пористостью и проницаемостью выбранных образцов. В целом исследование подтвердило, что мелкая миграция является основной причиной снижения проницаемости в большом количестве образцов, покрытых каолинитом (ненабухающей глины). Было обнаружено, что рост набухающих глин, таких как монтмориллонит, оказывает минимальное влияние на проницаемость в образцах с высокой пористостью (36–40 %). Распространение модели на образцы с более низкой пористостью и более высоким содержанием глины показало, что набухание будет в значительной степени способствовать снижению проницаемости [19].

По мнению автора [20], большой интерес вызывает исследование фазовых проницаемостей в случае совместной фильтрации нефти и пресной воды, приводящей к максимальному набуханию глинистых минералов. Но при длительной закачке пресной воды за счет диспергирования глинистых частиц происходит разрушение коллектора. Также набухание глинистой составляющей коллектора приводит к уменьшению эффективной пористости, в связи с чем возникает необходимость измерения насыщенности пласта с учетом новой эффективной пористости, что является непростой задачей. Изменение структуры порового пространства вследствие набухания глинистой составляющей на фильтрацию воды влияет значительнее, чем на фильтрацию углеводородной жидкости.

По результатам исследования сделаны следующие выводы [20]:

– набухание и деформация глинистых частиц, приводящих к перестройке структуры пористой среды, являются основными факторами, которые изменяют проницаемость породы и влияют на характер фильтрации воды в глиносодержащих коллекторах;

– набухание глинистых частиц в породе-коллекторе оказывает селективное влияние на снижение подвижности фаз. Отношение предельных фазовых проницаемостей нефти и воды в набухшей породе возрастает, по сравнению с отношением этих параметров в консервативных пластовых системах. Эффект увеличивается с ростом интенсивности набухания породы.

Методы исследования

Существующие на сегодняшний день методы определения минерального состава горных пород методом рентгеноструктурного анализа (РСА) позволяют определить содержание глин различного минералогического состава, отнесенных к каолиниту, хлориту, слюдосодержащим частицам и т.д. Каждый глинистый минерал имеет различные коэффициенты набухаемости и растворимости, может по-разному оказывать влияние при фильтрации пресной и минерализованной воды на нефтевытесняющую способность [21, 22].

Анализ кернового материала, полученного из скважин, расположенных на месторождениях Западной Сибири, пластов терригенных отложений юрской группы (пласт $ЮВ_1$) показывает, что преимущественным глинистым минералом является каолинит (рис. 1). Каолинит имеет слоистую структуру 1:1 и небольшую обменную способность оснований (3,3 мэкв/100 г для каолинита). Это ненабухающая глина, но она легко диспергируется и мигрирует [23, 24].

Для установления зависимости набухаемости от глинистых минералов проведен анализ результатов 1007 лабораторных образцов, которые были использованы для изучения минерального состава глинистых фракций [25]. Слои различных слоистых глинистых минералов сходны друг с другом и могут переслаиваться. Наиболее распространенные минералы построены двумя типами слоев (например, монтмориллонит-гидрослюда или гидрослюда-каолинит). Способность к набуханию у смешаннослойных минералов может быть выше, чем у монтмориллонитовых, так как чередование слоев может вызвать некоторое ослабление связи между индивидуальными структурными единицами [26].

Для выявления зависти набухаемости от различных глинистых минералов было построено значительное количество графиков. Однако зависимость установлена только между набухаемостью (Н) и смешанослойными образованиями гидрослюда-монтмориллонитового ряда (ССО), которая носит линейный характер. Зависимости $Н = f(ССО)$ построены по 13 месторождениям. Квадрат коэффициента корреляции (R^2) варьируется в диапазоне от 0,7735 до 0,9845. Примеры построения зависимостей по месторождениям приведены на рис. 2. По результатам построения зависимостей по 13 месторождений получена обобщенная зависимость (рис. 3), описываемая уравнением:

$$Н = 0{,}3458 \cdot ССО + 0{,}1181. \quad (1)$$

Таким образом, с помощью полученного уравнения были определены значения набухаемости по месторождения, где присутствовали данные по ССО и отсутствовали – по набухаемости (месторождения 14 и 15). В таблице приведены данные о набухаемости – фактические и значения, полученные расчетным путем для проверки уравнения.

В своей работе [27] авторы обратили внимание, что способы для определения коэффициентов пористости $K_п$ и нефтегазонасыщенности $K_{нг}$ пород на образцах керна, которые используются при подсчете запасов нефти, газа и при построении петрофизических зависимостей, не учитывают такие факторы, как набухание глинистого материала, потерю влаги набухания при высушивании образцов кернового материала, аномальную плотность влаги набухания (межслоевой воды) и остаточной воды. По мнению В.Д. Дахнова [28], объем влаги набухания глинистых частиц не учитывается из объема открытых пор породы и соответственно исключается при расчете

коэффициента остаточной воды коллекторов. При лабораторных методах оценки для определения пористости и содержания остаточной воды проводят предварительную сушку образцов при температуре 105–120 °С. При этом часть межслоевой воды удаляется, что приводит к увеличению количества остаточной воды и открытой пористости. Другие авторы также отметили, что влага набухания удаляется из глин во время нагревания образцов при температурах от 70 до 250 °С и с уменьшением исходной влажности скорость удаления связанной воды выше [29–32]. Во время сушки образцов средней влажности при температуре не выше 105 °С потеря влаги набухания составляет около 10 %, в то время как при кипении в толуоле в интервале температур 110–120 °С потеря влаги составляет не меньше 15 % от общего количества.

Экспериментальные данные

На наш взгляд, важно знать о величине набухаемости по каждому продуктивному пласту и учитывать ее при проектировании системы заводнения [33], а также при подсчете запасов нефти и растворенного газа, так как их величина может быть завышена.

Для определения влияния набухаемости на изменение пористости введем коэффициент снижения пористости за счет набухаемости и обозначим как $K_{пн}$.

$$K_{пн} = 1 - \frac{Н}{m}, \quad (2)$$

где m – пористость, Н – набухаемость.

Начальные геологические запасы нефти подсчитываются по формуле [34–36]:

$$Q_н = F \cdot h_{эф.н} \cdot K_п \cdot K_н \cdot \theta \cdot \sigma_н, \quad (3)$$

где $Q_н$ – начальные геологические запасы нефти, тыс. т; F – площадь залежи, тыс. м^2; $h_{эф.н}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина, м; $K_п$ – коэффициент открытой пористости, доли ед.; $K_н$ – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.; θ – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти, доли ед.; $\sigma_н$ – плотность нефти в поверхностных условиях, т/м^3.

Добавим $K_{пн}$ к формуле для нахождения начальных геологических запасов нефти, получим (4):

$$Q_н = F \cdot h_{эф.н} \cdot K_п \cdot K_н \cdot \theta \cdot \sigma_н \cdot K_{пн}. \quad (4)$$

Произведенный расчет запасов нефти по пласту $ЮВ_1$ тринадцати месторождений показал, что при учете набухаемости глинистых минералов величина запасов снижается в среднем на 8,6 %. Диапазон снижения варьируется в диапазоне от 4,2 до 18,7 %. Значительное снижение отмечается по пластам месторождений с высоким $K_{пн}$. На рис. 4 приведено сравнение утвержденных запасов нефти и запасов, рассчитанных с учетом $K_{пн}$ по месторождениям.

Для установления зависимости влияния $K_{пн}$ на добычу нефти, проведем регрессионный анализ [37–39] по месторождениям и смоделируем отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) нефти, используя следующие параметры: проницаемость породы коллектора, эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, песчанистость, расчлененность, коэффициенты охвата и нефтенасыщенности, пористость. В регрессионном анализе были использованы данные по месторождениям, находящимся не менее 20 лет в разработке.

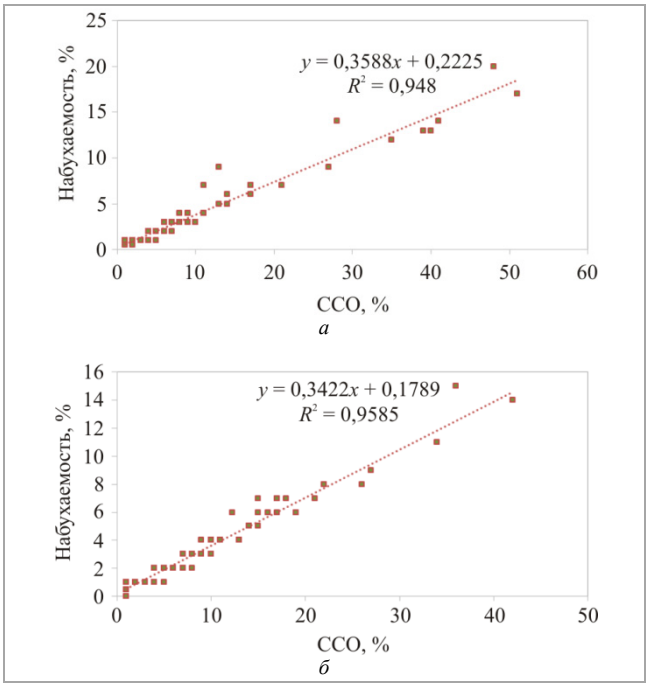


Рис. 2. Примеры построения зависимости набухаемости от ССО по месторождениям: *а* – месторождения 1; *б* – месторождения 2

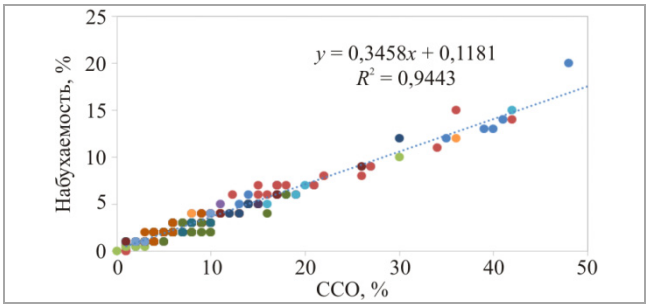


Рис. 3. Зависимости набухаемости от ССО по месторождениям: месторождения обозначены разными цветами

Данные о значениях набухаемости по пласту $ЮВ_1$ месторождений

Месторождение	Количество исследований	Набухаемость, % (факт)	Набухаемость, % (расчет)	R^2
1	120	3,4	3,2	0,948
2	222	2,1	2,1	0,9585
3	78	0,7	0,8	0,9147
4	241	1,3	1,3	0,9464
5	85	0,8	0,7	0,8376
6	27	0,7	0,6	0,7819
7	45	1,9	1,9	0,9663
8	43	0,7	0,9	0,7735
9	26	1,8	1,9	0,9681
10	9	1,2	1,1	0,9845
11	31	1,7	1,7	0,9793
12	8	1,5	1,5	0,9715
13	19	0,8	0,9	0,9042
14	19	–	0,9	
15	34	–	0,7	

Примечание: * – по месторождениям отсутствовали данные о набухаемости глинистых минералов.

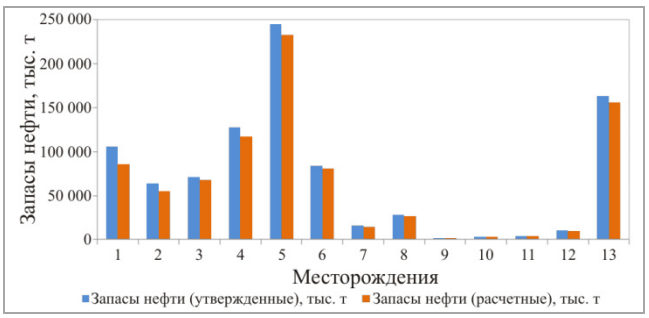


Рис. 4. Сравнение запасов нефти по месторождениям

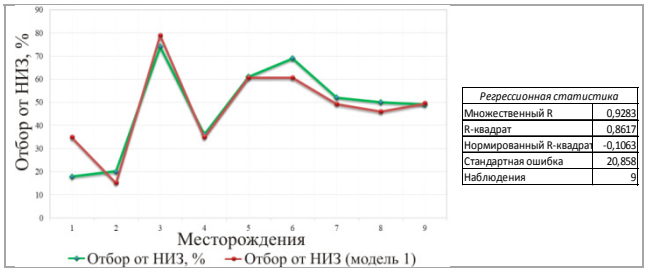


Рис. 5. Результаты построения модели отбора от НИЗ

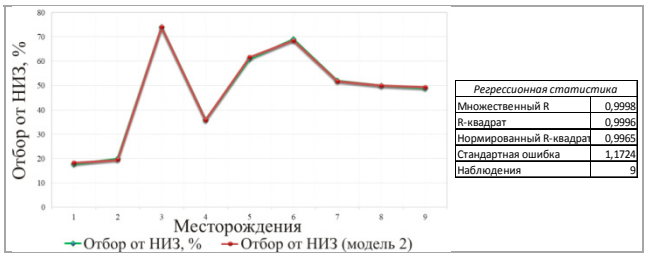


Рис. 6. Результаты построения модели отбора от НИЗ с учетом $K_{пн}$

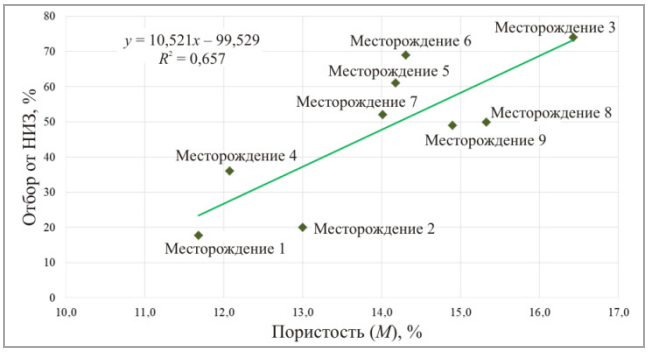


Рис. 7. Зависимость отбора начально извлекаемых запасов от пористости M

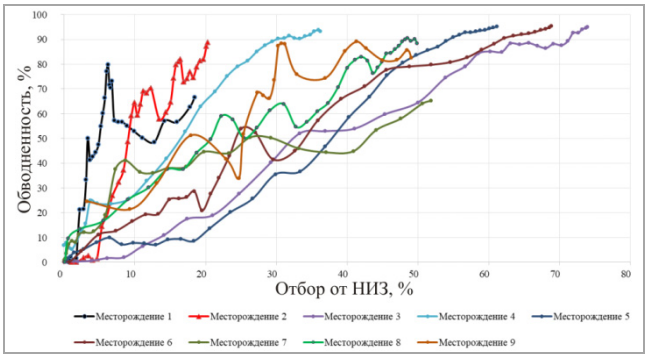


Рис. 8. Характеристики вытеснения по месторождениям

По результатам регрессионного анализа нормированный R^2 получился с отрицательным знаком (рис. 5). Коэффициент значимости F имеет достаточно высокое значение 0,67.

Проведем регрессионный анализ и заменим значения средней по пласту пористости на пористость, пересчитанную с учетом набухаемости, и обозначим как M. Результаты построения приведены на рис. 6. Погрешность расчета составляет 1 %. Нормированный R^2 имеет достаточно высокое значение.

Построим зависимость $Q = f(M)$, результаты построения приведены на рис. 7. Квадрат коэффициента корреляции составляет 0,657, что свидетельствует о существенной связи между рассматриваемыми параметрами.

Таким образом, можно сделать вывод, что с увеличением набухаемости, которая влечет уменьшение порового пространства, отбор от начальных извлекаемых запасов снижается.

При вытеснении нефти из продуктивных пластов происходит взаимодействие закачиваемой воды с глинистыми минералами породы, что приводит к значительным изменениям в динамике добычи нефти по месторождениям [40–43]. Особенно этот параметр может измениться при поддержании пластового давления закачкой пресной воды, так как состав закачиваемой воды существенно влияет на проницаемость коллекторов [44–49].

На рис. 8 приведены характеристики вытеснения по рассматриваемым месторождениям с идентичными системами разработки и плотностью сетки скважин. С начала разработки по месторождениям 1–3 и 8 для системы поддержания пластового давления использовалась пресная (речная) вода. Учитывая высокую набухаемость и небольшую величину пористости, возможно, закачка пресной воды привела к разрушению породы-коллектора, что подтверждает низкая выработка запасов (месторождения 1 и 2) и, наоборот, по месторождениям 3 и 8, характеризующимися противоположными значениями набухаемости и пористости закачка пресной воды не повлияла на отбор от НИЗ.

Заключение

1. Проведен анализ результатов 1007 лабораторных образцов, которые были использованы для изучения минерального состава глинистых фракций.

2. Для выявления зависимости набухаемости от различных глинистых минералов было построено значительное количество графиков, установлена зависимость между набухаемостью и смешанослойными образованиями гидрослюда монтмориллонитового ряда, которая носит линейный характер. По результатам построения зависимостей по 13 месторождениям получена обобщенная зависимость, которая позволила рассчитать значения набухаемости по другим месторождениям.

3. Для определения влияния набухаемости на изменение пористости введен коэффициент снижения пористости за счет набухаемости ($K_{пн}$).

4. Произведенный расчет запасов нефти по пласту $ЮВ_1$ тринадцати месторождений показал, что при учете набухаемости глинистых минералов, величина запасов снижается в среднем на 8,6 %. Диапазон снижения варьируется в диапазоне от 4,2 до 18,7 %.

5. Для выявления зависимости влияния $K_{пн}$ на добычу нефти проведен регрессионный анализ

по месторождениям и смоделирован отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) нефти. Установлено, что данный параметр является весьма значимым в модели. Погрешность расчета составляет всего 1 %, это свидетельствует, что с увеличением набухаемости, которая влечет уменьшение порового пространства, отбор от начальных извлекаемых запасов снижается.

6. Показано, что закачка пресной воды привела к разрушению пород коллекторов месторождений с высокой набухаемость и небольшой величиной пористости, что подтверждается низкой выработкой запасов, для других месторождений, характеризующимися противоположными значениями набухаемости и пористости закачка пресной воды не повлияла на отбор от НИЗ.

Библиографический список

1. Mungan, N. Discussion of an overview of formation damage / N. Mungan // J Petrol Technol. – 1989. – Vol. 41 (11). – 1224 p.
2. Faruk, C. Reservoir Formation Damage: Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation / C. Faruk // Gulf Professional Publishing. – 2023. – 1096 p. DOI: 10.1016/C2020-0-03547-4
3. Hughes R.V. The application of modern clay concepts to oilfield development (Conference Paper) / R.V. Hughes // Drilling and Production Practice. – 1950. – P. 151–167.
4. Meunier, A. Why are clay minerals small? / A. Meunier // Clay Minerals. – 2006. – Vol. 41. – P. 551–566. DOI: 10.1180/0009855064120205
5. Grim, R.E. Modern concepts of clay minerals / R.E. Grim // J Geol. – 1942. – Vol. 50 (3). – P. 225–275.
6. Grim, R.E. Clay mineralogy Edition: View all formats and editions / R.E. Grim. – Publisher: McGraw-Hill, New York, 1953.
7. Hughes, R.V. The application of modern clay concepts to oil field developments API Drilling Prod Pract / R.V. Hughes. – 1950. – P. 151–167.
8. Clay swelling – a challenge in the oilfield / H.C. Greenwell, R.L. Anderson, I. Ratcliffe, P.A. Williams, S. Cliffe, P.V. Coveney // Earth Sci Rev. – 2010. – Vol. 98. – P. 201–216. DOI: 10.1016/J.EARSCIREV.2009.11.003
9. Kacprzak, G. Permeability of sand–clay mixtures / G. Kacprzak, C. Boutin, T. Doanh // Arch Civil Eng. – 2010. – Vol. 56 (4). – P. 299–320. DOI: 10.2478/v.10169-010-0017-6
10. Baptis, O.C. The effect of clays on the permeability of reservoir sands to waters of different saline contents / O.C. Baptis, S.A. Sweeney // Pacific Coast Regional Conference on Clays and Clay Technology, June 25–26, 1954. – Berkeley, California, 1954. – P. 505–508. DOI: 10.1346/CCMN.1954.0030141
11. Bishop, S.R. The experimental investigation of formation damage due to the induced flocculation of clays within a sandstone pore structure by a high salinity brine / S.R. Bishop // SPE 38156 paper presented at the SPE European Formation Damage conference, June 2–3 1997. – The Hague, The Netherlands, 1997. – P. 123–143. DOI: 10.2118/38156-Ms
12. Advances in formation damage assessment and control strategies. CIM Paper No. 88-39-65 / J.O. Amaefule, D.G. Kersey, D.L. Norman, P.M. Shannon // Proceedings of the 39th annual technical meeting of Petroleum Society of CIM and Canadian Gas Processors Association, June 12–16 1988. – Calgary, Alberta, 1988. – 16 p. DOI: 10.2118/88-39-65
13. Dodd, C.G. Clay minerals in petroleum reservoir sands and water sensitivity effects / C.G. Dodd, F.R. Conley, P.M. Barnes // Clays Clay Miner. – 1954. – Vol. (1). – P. 221–238. DOI: 10.1346/CCMN.1954.0030118
14. Origin and diagenetic evolution of kaolin in reservoir sandstones and associated shales of the Jurassic and Cretaceous, Salam Field, Western Desert (Egypt) / R. Marfil, A. Delgado, C. Rossi, A.L. Iglesia, K. Ramseyer // Int. Assoc. Sedimentol. Spec. Publ. – 2003. – Vol. 34. – P. 319–342. DOI: 10.1002/9781444304336.CH14
15. Ezzat, A.M. Completion Fluids Design Criteria and Current Technology Weaknesses Paper presented at the SPE Formation Damage Control Symposium, Lafayette / A.M. Ezzat. – Louisiana, February, 1990. Paper Number: SPE-19434-MS. DOI: 10.4043/19434-MS
16. Houseknecht, D.W. Origin, diagenesis, and petrophysics of clay minerals in sandstones / D.W. Houseknecht, E.D. Pittman // SEPM Special Publication. – 1992. – Vol. 47. DOI: 10.2110/pec.92.47
17. Wilson, M.D. Authigenic clays in sandstones; recognition and influence on reservoir properties and paleoenvironmental analysis / M.D. Wilson, E.D. Pittman // Journal of Sedimentary Research. – 1977. – Vol. 47 (1). – P. 3–31. DOI: 10.1306/212F70E5-2B24-11D7-8648000102C1865D
18. Mohan, K.K. Colloidally induced smecticic fines migration: existence of microquakes / K.K. Mohan, H.S. Fogler // AIChE Journal. – 1997. – Vol. 43 (3). – P. 565–576. DOI: 10.1002/AIC.690430302
19. Aksu, I. Swelling of clay minerals in unconsolidated porous media and its impact on permeability / I. Aksu, E. Bazilevskaya, Z.T. Karpyn // GeoResJ. – 2015. – Vol. 7. – P. 1–13. DOI: 10.1016/j.grj.2015.02.003
20. Ступоченко, В.Е. Научное обоснование методов интенсификации разработки глиносодержащих коллекторов и усовершенствованных полимерных технологий с целью повышения нефтеотдачи пласта: дис. … д-ра техн. наук / В.Е. Ступоченко. – М.: ВНИИнефть, 2000. – 437 с.
21. Кривова, Н.Р. Изучение влияния минерализации закачиваемой воды на нефтеотдачу пластов / Н.Р. Кривова, С.А. Леонтьев, А.А. Звягин // Нефтепромысловое дело. – 2023. – № 11 (659). – С. 52–57. DOI: 10.33285/0207-2351-2023-11(659)-52-57
22. Пупков, Н.В. Исследования влияния закачиваемой в пласт воды на приемистость нагнетательных скважин / Н.В. Пупков, Н.Р. Кривова // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 7 (607). – С. 18–22. DOI: 10.30713/0207-2351-2019-7(607)-18-22
23. Worden, R.H. Clay minerals in sandstones: controls on formation, distribution and evolution / R.H. Worden, S. Morad // Clay mineral cements in sandstones. International Association of Sedimentologists, International Association of Sedimentologists Special Publication 34. – 2003. – P. 3–41. DOI: 10.1002/9781444304336.ch1
24. Coating of silica sand with aluminosilicate clay / J. Jerez, M. Flury, J. Shang, Y. Deng // J Colloid Interface Sci. – 2006. – Vol. 294. – P. 155–164. DOI: 10.1016/j.jcis.2005.07.017
25. Krivova, N.R. Clay minerals influence on the process of oil displacement by water in Jurassic reservoirs / N.R. Krivova, E.V. Belokurova, S.A. Leontiev // E3S Web of Conferences. – 2023. – Vol. 462. – P. 03057. DOI: 10.1051/e3sconf/202346203057
26. Рынская, Г.О. Разработка методики учета влияния набухания глин на петрофизические свойства песчано-глинистых пород: дис. … канд. геол.-мин. наук / Г.О. Рынская. – М.: МИНХ и ГП, 1985. – 188 с.
27. Леонтьев, Е.И. Новый методический подход к определению коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности коллекторов лабораторными способами / Е.И. Леонтьев, Н.И. Нефедова // Геология нефти и газа. – 1982. – № 11.
28. Дахнов, В.Н. Влияние глинистости коллекторов на точность подсчета запасов нефти и газа / В.Н. Дахнов // Геология нефти и газа. – 1977. – № 9. – С. 58–60.
29. Закс, С.Л. Отбор и исследование кернов на водо- и нефтенасыщенность / С.Л. Закс // Нефтяное хозяйство. – 1947. – № 6. – С. 24–30.
30. Злочевская, Р.И. Исследование термической дегидратации катион-замещенных образцов монтмориллонитовой глины / Р.И. Злочевская, С.И. Злочевский, Г.А. Куприна // Связанная вода в дисперсных системах. – М., 1972. – С. 195–211.
31. Кульчицкий, Л.И. Физико-химические основы формирования свойств глинистых пород / Л.И. Кульчицкий, О.Г. Усьяров. – М.: Недра, 1981. – 178 с.
32. Чухров, Ф.В. Коллоиды в земной коре / Ф.В. Чухров. – М.: Изд. Академии наук СССР, 1955. – 673 с.
33. Кривова, Н.Р. Исследования влияния закачиваемой в пласт воды с целью ППД на месторождениях Западной Сибири / Н.Р. Кривова, С.А. Леонтьев // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы XIII Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых. – Тюмень, 2023. – С. 118–121.
34. Гутман, И.С. Методы подсчета запасов нефти и газа / И.С. Гутман. – М.: Недра, 1985. – 223 с.
35. Жданов, М.А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа / М.А. Жданов. – М.: Недра, 1981. – 453 с.
36. Петерсилье, В.И. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / В.И. Петерсилье, В.И. Пороскун, Г.Г. Яценко // НПЦ Тверьгеофизика. – Москва –Тверь, 2003. – 258 с.
37. Дрейпер, Н. Прикладной регрессионный анализ / Н. Дрейпер, Г. Смит. – М.: Вильямс, 2016. – 912 с.
38. Доугерти, К. Введение в эконометрику: пер. с англ. / К. Доугерти. – М.: ИНФРА, 2001. – 402 с.
39. Дементьев, Л.Ф. Применение математической статистики в нефтепромысловой геологии / Л.Ф. Дементьев, М.А. Жданов, А.Н. Кирсанов. – М., 1977. – 255 с.
40. Особенности заводнения низкопроницаемых глиносодержащих пластов разноминерализованными водами / А.Я. Хавкин, З.С. Юсупова, Л.И. Гержа [и др.] // Нефтепромысловое дело. НТС ВНИИОЭНГ. – 1992. – № 8. – С. 14–18.
41. Соколовский, Э.В. Применение радиоактивных изотопов для контроля за разработкой нефтяных месторождений / Э.В. Соколовский. – М.: Недра, 1968. – 180 с.
42. Табакаева, Л.С. Экспериментальные исследования особенностей воздействия на низкопроницаемые глиносодержащие нефтяные пласты растворами полиэлектролитов: дис. … кан. тех. наук / Л.С. Табакаева. – М.: ИПНГРАН, 2007. – 174 с.
43. Ступоченко, В.Е. Влияние глинистости коллектора на полноту вытеснения нефти водой / В.Е. Ступоченко // Геолого-физические аспекты обоснования коэффициента нефтеотдачи. – М.: ВНИГНИ, 1981. – № 228. – С. 59–79.
44. Хавкин, А.Я. Влияние минерализации закачиваемой воды на производительность скважин / А.Я. Хавкин, Л.С. Табакаева // Геолого-физические факторы эффективной разработки месторождений углеводородов. – М., 2005. – С. 108–115.
45. Хавкин, А.Я. Результаты математического моделирования процесса вытеснения нефти водой из глиносодержащих пластов / А.Я. Хавкин // Опросы изучения нефтегазоносности недр. – М.: ИГиРГИ, 1981. – С. 99–104.
46. Jones, F.O. Influence of Chemical Composition of Water on Clay Blocking of Permeability / F.O. Jones // JPT. – 1964. – P. 441–446. DOI: 10.2118/631-pa
47. Khilar, K.S. Water Sensitivity of Sandstones / K.S. Khilar, H.S. Folger // SPEJ. – 1983. – Vol. 2. – P. 55–64. DOI: 10.2118/10103-PA
48. Tang, G.Q. Salinity, Temperature, Oil Composition, and Oil Recovery by Waterflooding / G.Q. Tang, N.R. Morrow. – Text: direct // SPE Reservoir Engineering (Society of Petroleum Engineers). – 1997. – Vol. 4 (12). – P. 269–276. DOI: 10.2118/36680-PA
49. Технологии нефтегазового инжиниринга: монография / В.Я. Мауль, Н.Р. Кривова, Н.Н. Савельева [и др.]. – Тюмень: ТИУ, 2023. – Ч. 1. – 167 с.

References

1. Mungan N. Discussion of an overview of formation damage. *J Petrol Technol.*, 1989, vol. 41 (11), 1224 p.
2. Faruk C. Reservoir Formation Damage: Fundamentals, Modeling, Assessment, and Mitigation. *Gulf Professional Publishing*, 2023, 1096 p. DOI: 10.1016/C2020-0-03547-4
3. Hughes R.V. The application of modern clay concepts to oilfield development (Conference Paper). *Drilling and Production Practice*, 1950, pp. 151-167.
4. Meunier A. Why are clay minerals small? *Clay Minerals*, 2006, vol. 41, pp. 551-566. DOI: 10.1180/0009855064120205
5. Grim R.E. Modern concepts of clay minerals. *J Geol.*, 1942, vol. 50 (3), pp. 225-275.
6. Grim R.E. Clay mineralogy Edition: View all formats and editions. Publisher: McGraw-Hill, New York, 1953.
7. Hughes R.V. The application of modern clay concepts to oil field developments API Drilling Prod Pract, 1950, pp. 151-167.
8. Greenwell H.C., Anderson R.L., Ratcliffe I., Williams P.A., Cliffe S., Coveney P.V. Clay swelling - a challenge in the oilfield. *Earth Sci. Rev.*, 2010, vol. 98, pp. 201-216. DOI: 10.1016/J.EARSCIREV.2009.11.003
9. Kacprzak G., Boutin C., Doanh T. Permeability of sand-clay mixtures. Arch Civil Eng, 2010, vol. 56 (4), pp. 299-320. DOI: 10.2478/v.10169-010-0017-6
10. Baptis O.C., Sweeney S.A. The effect of clays on the permeability of reservoir sands to waters of different saline contents. *Pacific Coast Regional Conference on Clays and Clay Technology, June 25-26, 1954*. Berkeley, California, 1954, pp. 505-508. DOI: 10.1346/CCMN.1954.0030141
11. Bishop S.R. The experimental investigation of formation damage due to the induced flocculation of clays within a sandstone pore structure by a high salinity brine. *SPE 38156 paper presented at the SPE European Formation Damage conference, June 2-3 1997*. The Hague, The Netherlands, 1997, pp. 123-143. DOI: 10.2118/38156-Ms
12. Amaefule J.O., Kersey D.G., Norman D.L., Shannon P.M. Advances in formation damage assessment and control strategies. CIM Paper No. 88-39-65. *Proceedings of the 39th annual technical meeting of Petroleum Society of CIM and Canadian Gas Processors Association, June 12-16 1988*. Calgary, Alberta, 1988, 16 p. DOI: 10.2118/88-39-65
13. Dodd C.G., Conley F.R., Barnes P.M. Clay minerals in petroleum reservoir sands and water sensitivity effects. *Clays Clay Miner*, 1954, vol. (1), pp. 221-238. DOI: 10.1346/CCMN.1954.0030118
14. Marfil R., Delgado A., Rossi C., Iglesia A.L., Ramseyer K. Origin and diagenetic evolution of kaolin in reservoir sandstones and associated shales of the Jurassic and Cretaceous, Salam Field, Western Desert (Egypt). *Int. Assoc. Sedimentol. Spec. Publ.*, 2003, vol. 34, pp. 319-342. DOI: 10.1002/9781444304336.CH14
15. Ezzat A.M. Completion Fluids Design Criteria and Current Technology Weaknesses Paper presented at the SPE Formation Damage Control Symposium, Lafayette. Louisiana, February, 1990. Paper Number: SPE-19434-MS. DOI: 10.4043/19434-MS
16. Houseknecht D.W., Pittman E.D. Origin, diagenesis, and petrophysics of clay minerals in sandstones. *SEPM Special Publication*, 1992, vol. 47. DOI: 10.2110/pec.92.47
17. Wilson M.D., Pittman E.D. Authigenic clays in sandstones; recognition and influence on reservoir properties and paleoenvironmental analysis. *Journal of Sedimentary Research*, 1977, vol. 47 (1), pp. 3-31. DOI: 10.1306/212F70E5-2B24-11D7-8648000102C1865D
18. Mohan K.K., Fogler H.S. Colloidally induced smecticic fines migration: existence of microquakes. *AIChE Journal*, 1997, vol. 43 (3), pp. 565-576. DOI: 10.1002/AIC.690430302
19. Aksu I., Bazilevskaya E., Karpyn Z.T. Swelling of clay minerals in unconsolidated porous media and its impact on permeability. *GeoResJ*, 2015, vol. 7, pp. 1-13. DOI: 10.1016/j.grj.2015.02.003
20. Stupochenko V.E. Nauchnoe obosnovanie metodov intensifikatsii razrabotki glinosoderzhashchikh kollektorov i usovershenstvovannykh polimernykh tekhnologii s tsel'iu povysheniia nefteotdachi plasta [Scientific substantiation of methods for intensifying the development of clay-containing reservoirs and improved polymer technologies in order to increase oil recovery]. Doctor's degree dissertation. Moscow: VNIIneft', 2000, 437 p.
21. Krivova N.R., Leont'ev S.A., Zviagin A.A. Izuchenie vliianiia mineralizatsii zakachivaemoi vody na nefteotdachu plastov [Studying the influence of injected water mineralization on oil recovery]. *Neftepromyslovoe delo*, 2023, no. 11 (659), pp. 52-57. DOI: 10.33285/0207-2351-2023-11(659)-52-57.
22. Pupkov N.V., Krivova N.R. Issledovaniia vliianiia zakachivaemoi v plast vody na priemistost' nagnetatel'nykh skvazhin [Research of the effect of water injection into a formation on the water-intake capacity of injection wells]. *Neftepromyslovoe delo*, 2019, no. 7 (607), pp. 18-22. DOI: 10.30713/0207-2351-2019-7(607)-18-22
23. Worden R.H., Morad S. Clay minerals in sandstones: controls on formation, distribution and evolution. *Clay mineral cements in sandstones. International Association of Sedimentologists, International Association of Sedimentologists Special Publication 34*, 2003, pp. 3-41. DOI: 10.1002/9781444304336.ch1
24. Jerez J., Flury M., Shang J., Deng Y. Coating of silica sand with aluminosilicate clay. *J Colloid Interface Sci.*, 2006, vol. 294, pp. 155-164. DOI: 10.1016/j.jcis.2005.07.017
25. Krivova N.R., Belokurova E.V., Leontiev S.A. Clay minerals influence on the process of oil displacement by water in Jurassic reservoirs. *E3S Web of Conferences*, 2023, vol. 462, 03057 p. DOI: 10.1051/e3sconf/202346203057
26. Rynskaia G.O. Razrabotka metodiki ucheta vliianiia nabukhaniia glin na petrofizicheskie svoistva peschano-glinistykh porod [Development of a methodology for taking into account the influence of clay swelling on the petrophysical properties of sandy-clayey rocks] Ph. D. thesis. Moscow: MINKh i GP, 1985, 188 p.
27. Leont'ev E.I., Nefedova N.I. Novyi metodicheskii podkhod k opredeleniiu koeffitsientov poristosti i neftegazonasyshchennosti kollektorov laboratornymi sposobami [A new methodological approach to determining the coefficients of porosity and oil and gas saturation of reservoirs using laboratory methods]. *Geologiia nefti i gaza*, 1982, no. 11.
28. Dakhnov V.N. Vliianie glinistosti kollektorov na tochnost' podscheta zapasov nefti i gaza [The influence of reservoir clayiness on the accuracy of oil and gas reserves calculations]. *Geologiia nefti i gaza*, 1977, no. 9, pp. 58-60.
29. Zaks S.L. Otbor i issledovanie kernov na vodo- i neftenasyshchennost' [Selection and study of cores for water and oil saturation]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1947, no. 6, pp. 24-30.
30. Zlochevskaia R.I., Zlochevskii S.I., Kuprina G.A. Issledovanie termicheskoi degidratatsii kation-zameshchennykh obraztsov montmorillonitovoi gliny [Study of thermal dehydration of cation-substituted montmorillonite clay samples]. *Sviazannaia voda v dispersnykh sistemakh*. Moscow, 1972, pp. 195-211.
31. Kul'chitskii L.I., Us'iarov O.G. Fiziko-khimicheskie osnovy formirovaniia svoistv glinistykh porod [Physico-chemical basis for the formation of properties of clayey rocks]. Moscow: Nedra, 1981, 178 p.
32. Chukhrov F.V. Kolloidy v zemnoi kore [Colloids in the earth's crust]. Moscow: Akademiia nauk SSSR, 1955, 673 p.
33. Krivova N.R., Leont'ev S.A. Issledovaniia vliianiia zakachivaemoi v plast vody s tsel'iu PPD na mestorozhdeniiakh Zapadnoi Sibiri [Study of the influence of water injected into the reservoir for the purpose of reservoir pressure maintenance in the fields of Western Siberia]. *Opyt, aktual'nye problemy i perspektivy razvitiia neftegazovogo kompleksa: materialy XIII Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii obuchaiushchikhsia, aspirantov i uchenykh.* Tiumen', 2023, pp. 118-121.
34. Gutman I.S. Metody podscheta zapasov nefti i gaza [Methods for calculating oil and gas reserves]. Moscow: Nedra, 1985, 223 p.
35. Zhdanov M.A. Neftegazopromyslovaia geologiia i podschet zapasov nefti i gaza [Oil and gas field geology and calculation of oil and gas reserves]. Moscow: Nedra, 1981. 453 p.
36. Petersil'e V.I., Poroskun V.I., Iatsenko G.G. Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefti i gaza ob"emnym metodom [Methodological recommendations for calculating geological reserves of oil and gas using the volumetric method]. *NPTs Tver'geofizika*. Moscow-Tver', 2003, 258 p.
37. Dreiper N., Smit G. Prikladnoi regressionnyi analiz [Applied Regression Analysis]. Moscow: Vil'iams, 2016, 912 p.
38. Dougerti K. Vvedenie v ekonometriku [Introduction to Econometrics]. Moscow: INFRA, 2001, 402 p.
39. Dement'ev L.F., Zhdanov M.A., Kirsanov A.N. Primenenie matematicheskoi statistiki v neftepromyslovoi geologii [Application of mathematical statistics in oilfield geology]. Moscow, 1977, 255 p.
40. Khavkin A.Ia., Iusupova Z.S., Gerzha L.I. et al. Osobennosti zavodneniia nizkopronitsaemykh glinosoderzhashchikh plastov raznomineralizovannymi vodami [Features of flooding of low-permeability clay-containing formations with different mineralized waters]. *Neftepromyslovoe delo.* Moscow: NTS VNIIOENG, 1992, no. 8, pp. 14-18.
41. Sokolovskii E.V. Primenenie radioaktivnykh izotopov dlia kontrolia za razrabotkoi neftianykh mestorozhdenii [The use of radioactive isotopes to control the development of oil fields]. Moscow: Nedra, 1968, 180 p.
42. Tabakaeva L.S. Eksperimental'nye issledovaniia osobennostei vozdeistviia na nizkopronitsaemye glinosoderzhashchie neftianye plasty rastvorami polielektrolitov [Experimental studies of the effects of polyelectrolyte solutions on low-permeability clay-containing oil formations]. Ph. D. thesis. Moscow: IPNGRAN, 2007, 174 p.
43. Stupochenko V.E. Vliianie glinistosti kollektora na polnotu vytesneniia nefti vodoi [Influence of reservoir clay content on the completeness of oil displacement by water]. *Geologo-fizicheskie aspekty obosnovaniia koeffitsienta nefteotdachi*. Moscow: VNIGNI, 1981, no. 228, pp. 59-79.
44. Khavkin A.Ia., Tabakaeva L.S. Vliianie mineralizatsii zakachivaemoi vody na proizvoditel'nost' skvazhin [The influence of injected water salinity on well productivity]. *Geologo-fizicheskie faktory effektivnoi razrabotki mestorozhdenii uglevodorodov*. Moscow, 2005, pp. 108-115.
45. Khavkin, A.Ia. Rezul'taty matematicheskogo modelirovaniia protsessa vytesneniia nefti vodoi iz glinosoderzhashchikh plastov [Results of mathematical modeling of the process of displacement of oil by water from clay-containing formations]. *Oprosy izucheniia neftegazonosnosti nedr*. Moscow: IGiRGI, 1981, pp. 99-104.
46. Jones F.O. Influence of Chemical Composition of Water on Clay Blocking of Permeability. *JPT*, 1964, pp. 441-446. DOI: 10.2118/631-pa
47. Khilar K.S., Folger H.S. Water Sensitivity of Sandstones. *SPEJ*, 1983, vol. 2, pp. 55-64. DOI: 10.2118/10103-PA
48. Tang G.Q., Morrow N.R. Salinity, Temperature, Oil Composition, and Oil Recovery by Waterflooding. Text: direct. *SPE Reservoir Engineering (Society of Petroleum Engineers)*, 1997, vol. 4 (12), pp. 269-276. DOI: 10.2118/36680-PA
49. Maul' V.Ia., Krivova N.R., Savel'eva N.N. et al. Tekhnologii neftegazovogo inzhiniringa [Oil and gas engineering technologies]. Tiumen': Tiumenskii industrial'nyi universitet, 2023, part. 1, 167 p.

Финансирование. Исследование не имело спонсорской поддержки.
Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.
Вклад авторов равноценен.