

УДК 550.832

DOI: 10.46698/VNC.2024.29.28.015

Оригинальная статья

Анализ зависимости пористости нижнемеловых коллекторов Терско-Сунженской нефтегазоносной области от петрофизических параметров

Т.Б. Эзирбаев^{1,2}, С.С.-А. Гацаева¹, Х.А. Абдулшахидова¹

¹ Грозненский государственный нефтяной технический университет
им. акад. М.Д. Миллионщикова, Россия, 364051, г. Грозный,
пр. Х. Исаева, 100, e-mail: timersno@mail.ru;

² Комплексный научно-исследовательский институт им. Х.И. Ибрагимова РАН,
Россия, 364051, г. Грозный, В. Алиева, 21 а

Статья поступила: 15.01.2024, доработана: 24.03.2024, принята к публикации: 25.03.2024

Резюме: Актуальность работы. На глубокозалегающие терригенные коллекторы приходится более 50% залежей нефти и газа. Однако данные коллекторы характеризуются высокой глинистостью, низкой пористостью и высокой неоднородностью. Тем не менее, нижнемеловые альб-аптские коллекторы изучаемого района на сегодняшний день являются наиболее перспективными, но требуют более углубленного изучения. Характер распределения глинистых частиц в породах-коллекторах для интерпретатора представляет собой одну из ключевых проблем, ввиду их довольно неоднозначного влияния на качество коллектора. Поэтому содержание в пласте глинистых, алевролитистых частиц усложняет определение и оценку петрофизических параметров продуктивных толщ. Соответственно, анализ типа, содержания и режима распределения глинистости в пласте имеет важное значение для оценки нефтегазоносности пласта. В статье собраны результаты петрофизического анализа кернов из некоторых скважин вскрывших нижнемеловые терригенные отложения Терско-Сунженской нефтегазоносной области (ТСНО). Проведен обзор зависимости пористости пропитыванием от др. петрофизических параметров (глинистости, карбонатности, плотности, суммарной доли глинистого, карбонатного и терригенного веществ) по всей совокупности соответствующих параметров. **Цель исследования.** Получение зависимостей пористости насыщения от карбонатности, алевролитовой фракции и глинистости, для оценки влияния петрофизических параметров на коллекторские свойства терригенных отложений нижнего мела Терско-Сунженской нефтегазоносной зоны. **Методика исследования.** Для установления парных связей между пористостью с одной стороны, и суммарным параметром, учитывающим одновременно характеристики терригенной, карбонатной и глинистой частей породы с другой стороны, использовались результаты лабораторных анализов кернов терригенных меловых отложений, проведенных в разные годы. **Результаты исследования.** Полученные зависимости приведены в табличных и графических видах. Наиболее устойчивые из них могут быть применены для прогнозных расчетов. Установление подобных зависимостей рекомендуется во всех случаях массового отбора керна при бурении, как для прогноза, так и для распознавания и проверки аномальных результатов петрографических параметров. Также полученные результаты могут быть использованы в дальнейшем при создании трехмерной модели нижнемеловой залежи ТСНО.

Ключевые слова: нижний мел, альб-апт, глинистость, алевролитость, плотность, зависимость, пористость.

Для цитирования: Эзирбаев Т.Б., Гацаева С.С.-А., Абдулшахидова Х.А. Анализ зависимости пористости нижнемеловых коллекторов Терско-Сунженской нефтегазоносной области от петрофизических параметров. *Геология и геофизика Юга России*. 2024. 14(2): 194-206. DOI: 10.46698/VNC.2024.29.28.015

DOI: 10.46698/VNC.2024.29.28.015

Original paper

Analysis of dependence of porosity of Lower Cretaceous reservoirs of the Tersko-Sunzhenskaya oil and gas bearing area on petrophysical parameters

T.B. Ezirbaev^{1,2}, S.S-A. Gatsaeva¹, H.A. Abdulshahidova¹

¹ Millionshchikov Grozny State Oil Technical University, 100 Ave. H.A. Isaeva, Grozny 364051, Russian Federation, e-mail: timersno@mail.ru;

² Kh.I. Ibragimov Complex Institute, Russian Academy of Sciences, 21 a V. Alieva, Grozny 364051, Russian Federation

Received: 15.01.2024, revised: 24.03.2024, accepted: 25.03.2024

Abstract: Relevance. Deep terrigenous reservoirs account for more than 50% of oil and gas deposits. However, these reservoirs are characterized by high clay content, low porosity and high heterogeneity. Nevertheless, the Lower Cretaceous Alb-Aptian reservoirs in the studied area are currently the most promising, but require more in-depth study. The nature of clay particles distribution in reservoir rocks is one of the key problems for the interpreter due to their rather ambiguous influence on reservoir quality. Therefore, the content of clayey, siltstone particles in the reservoir complicates the determination and evaluation of petrophysical parameters of productive strata. Accordingly, analysis of the type, content and mode of clay content distribution in the reservoir is important to assess the oil and gas content of the reservoir. The article contains the results of petrophysical analysis of cores from some wells that penetrated the Lower Cretaceous terrigenous sediments of the Tersko-Sunzhenskaya oil and gas bearing area. Dependence of porosity by impregnation on other petrophysical parameters (clay content, carbonateness, density, total fraction of clay, carbonate and terrigenous substances) was reviewed for the whole set of the corresponding parameters. **Purpose of the study.** To obtain dependences of saturation porosity on carbonateness, siltstone fraction and clay content, in order to evaluate the influence of petrophysical parameters on the reservoir properties of terrigenous deposits of the Lower Cretaceous. **Methodology of the study.** The results of laboratory analyses of cores of terrigenous Cretaceous sediments collected during the years of the study were used to establish pairwise relationships between porosity on the one hand, and the total parameter, which simultaneously takes into account the characteristics of terrigenous, carbonate and clay parts of the rock on the other hand. **Results.** The obtained dependences are given in tabular and graphical forms. The most stable of them can be applied for forecast calculations. Establishment of similar dependencies is recommended in all cases of mass core sampling during drilling, both for forecasting and for recognizing and checking anomalous results of petrographic parameters. Also, the results obtained can be used in the future in creating a three-dimensional model of the Lower Cretaceous deposit of the Tersko-Sunzhenskaya oil and gas bearing area.

Keywords: Lower Cretaceous, Alb-Apt, clayey, siltstone, density, dependence, porosity.

For citation: Ezirbaev T.B., Gatsaeva S.S-A., Abdulshahidova H.A. Analysis of dependence of porosity of Lower Cretaceous reservoirs of the Tersko-Sunzhenskaya oil and gas bearing area on petrophysical parameters. *Geologiya i Geofizika Yuga Rossii = Geology and Geophysics of Russian South*. (in Russ.). 2024. 14(2): 195-206. DOI: 10.46698/VNC.2024.29.28.015

Введение

Большинство из крупнейших нефтяных месторождений мира сосредоточены в терригенных и карбонатных толщах мелового комплекса [Moore, Wade, 2013]. Терригенные коллекторы являются важнейшим источником углеводородов во всем мире, и их петрофизические свойства играют решающую роль в добыче углеводородов.

родов [Mehtar et al., 2022]. Пористость, проницаемость и нефтегазонасыщенность являются важнейшими петрофизическими свойствами пород-коллекторов. Плотные терригенные карбонатные коллекторы обычно обладают пористостью менее 10 % и проницаемостью менее 0,1 мд [Borgomano et al., 2013; Cardona, Santamarina, 2020]. Терригенные нижнемеловые отложения оказались промышленно нефтегазонасыщенными на целом ряде площадей Передовых хребтов Восточного Предкавказья. Залежи нефти в альб-аптских отложениях открыты на площадях Карабулак-Ачалуки, Ахлово, Малгобек-Вознесенская, Хаян-Корт и Старогрозненское. В свете этого большой интерес приобретают сведения о коллекторских свойствах этих отложений вообще и об их межгранулярной пористости в частности.

За годы разработки данных отложений был накоплен довольно большой массив результатов лабораторного определения петрофизических параметров кернов из терригенного мела на площадях, принадлежавших на тот момент объединению «Грознефть». В сводке этих данных на начало 1970 г., содержатся также анализы парных взаимосвязей между пористостью кернов пропитыванием и другими их петрофизическими параметрами [Меркулов и др., 1981].

Результаты анализов кернов включают данные о гранулометрическом составе пород, их карбонатности, пористости (пропитыванием) и, частично, плотности. В тех случаях, когда при отсутствии данных о плотности имелись промежуточные данные расчета пористости пропитыванием, плотность определена по этим данным [Афанасьев и др., 1975].

Одной из актуальных задач прикладных исследований в области изучения месторождений нефти и газа является определение характеристик коллекторов, так как на приток и извлечение флюида из пласта значительное влияние оказывают характеристики коллектора, включая насыщенность, проницаемость и пористость. А пористость и проницаемость в коллекторах, как известно, зависят от различных факторов, таких как плотность и структура породы, литология, диагенез, гранулометрический состав пород и др. [Jassam et al., 2023].

Методы исследования

При подсчете запасов и проектировании разработки любого месторождения необходимо определить характер связи и зависимости между отдельными параметрами пласта, а иногда и зависимость между несколькими параметрами одновременно. А в частности, зависимость между пористостью и такими петрофизическими параметрами как плотность, карбонатность, терригенность и глинистость [Clyde et al., 2013; Ahmed et al., 2024].

С начала 1970-х годов XX века, которые как раз приходятся на открытие промышленных запасов нефти нижнемеловых отложений Терской и Сунженской антиклинальных зон, был проведен ряд исследований, связанных с определением влияния петрофизических параметров терригенных отложений нижнего мела на коллекторские свойства пород [Дахкильгов, Демушкина, 1982; Демушкина, Шнурман, 1982]. Одним, из которых является исследование по установлению парных связей между петрофизическими параметрами кернов из терригенного нижнего мела скважин объединения «Грознефть». Одним из этих параметров в каждой такой паре была межгранулярная эффективная пористость (пористость пропитыванием или насыщением), представляющая большой интерес для прогнозирования коллекторских свойств пород и подсчета запасов нефти и газа.

Указанные связи устанавливались в виде неоднородных линейных зависимостей между параметрами для различных площадей и различных частей разреза.

В результате экспериментов были получены четкие зависимости между пористостью и плотностью для 22 образцов из 23 рассмотренных выборок. Менее четкими являются зависимости пористости от карбонатности, полученные для 14 из 24 выборок. Что же касается параметров, характеризующих терригенную составляющую породы, таких как содержание глинистых частиц, медианный диаметр терригенных зёрен и коэффициент сортировки последних, то в их парных отношениях с пористостью закономерность практически нигде не отслеживается. Так, например, нечёткие зависимости пористости от содержания глинистых частиц были получены только для 3 выборок из 22 рассмотренных [Смолянинова, 1977].

С учётом предыдущих результатов работы шли по двум направлениям:

Установление множественных связей между пористостью, с одной стороны, и другими петрофизическими параметрами, с другой стороны.

Установление парных связей между пористостью с одной стороны, и суммарным параметром, учитывающим одновременно характеристики терригенной и карбонатной частей породы, с другой стороны.

Для исследования использовались данные лабораторных анализов терригенных меловых кернов из предыдущих исследований, дополненные собранными в последующие годы материалами [Страхов и др., 2009; Хасанов, Эзирбаев, 2009].

Как уже упомянуто выше, в качестве основного параметра была выбрана пористость ($K_{п}$, %), производными служили глинистость (Pl , % к терригенной части породы), карбонатность (Ca , % ко всей породе), плотность (σ , г/см³), медианный диаметр обломочных зёрен (Md , мм) и коэффициент сортировки последних (So , величина безразмерная).

Анализ был проведен по следующим видам связей: $K_{п} = f(Pl, Ca)$, $K_{п} = f(\sigma, Ca)$, $K_{п} = f(\sigma, Pl, Ca)$, $K_{п} = f(Md, So, Ca)$.

Таким образом, рассмотрению подвергнута зависимость пористости пропитыванием от различных комбинаций петрофизических параметров, характеризующих терригенную часть породы (Pl, Md, So), ее карбонатную составляющую (Ca), а также всю породу в целом (σ). Для установления связей путем аппроксимации параметров функции пористости от производных, которые предполагались равновесными из числа результатов лабораторного анализа терригенных меловых кернов, собранных в разные годы исследований, были отобраны те, которые содержали сведения по всем необходимым параметрам.

Аппроксимация исходной совокупности значений параметров линейной неоднородной зависимостью параметра – функции от параметров – производных проводилась по методу наименьших квадратов. При этом вычислялись коэффициенты линейной зависимости (коэффициенты регрессии), а также среднеквадратическое отклонение аппроксимирующей функции [Долгаль и др., 2017; Аббасова, 2021].

Результаты исследования

Графические изображения двух (производных) зависимостей сделаны в плоскости координат-производных. В этой плоскости нанесены исходные точки, а также изолинии аппроксимирующей плоскости, т.е. линии равных значений расчетной пористости (рис. 1).

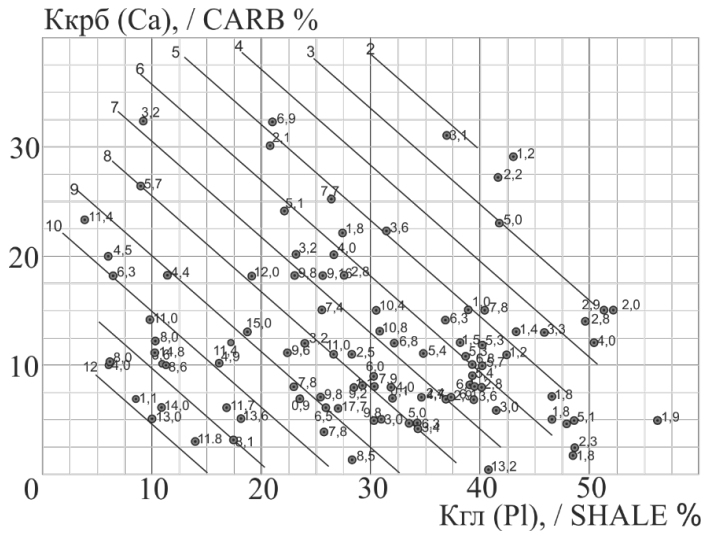


Рис. 1. Обобщенный график зависимости пористости от карбонатности и глинистости нижнемеловых пород / Fig. 1. Generalized graph of porosity dependence on carbonate and clay content of Lower Cretaceous rocks

Также графики зависимостей были построены в мелком масштабе для всех выборок (рис. 2). Наряду с каждым из графиков дополнительно построены гистограммы частоты η отклонений аппроксимации $\Delta K_{п}$ (%) как показано на рисунке 3. Мелкомасштабный график и гистограмма отклонений наглядно показывают вид двумерной линейной зависимости, распределение исходных данных по величине аргументов, а также частоты интервальных отклонений аппроксимации в исходных точках.

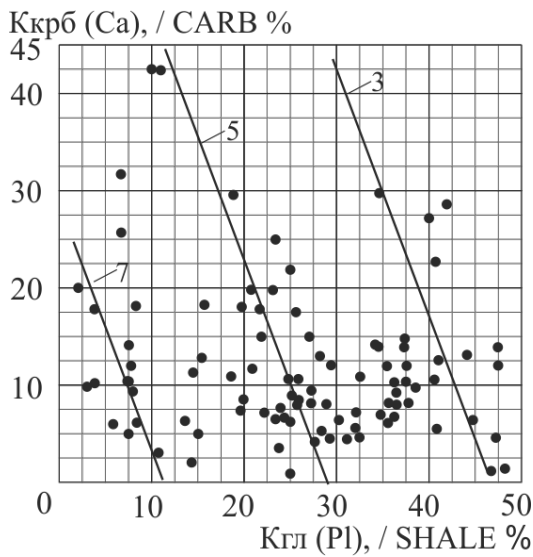


Рис. 2. Зависимость пористости от карбонатности и глинистости меловых пород / Fig. 2. Dependence of porosity on carbonate and clay content of Lower Cretaceous rocks

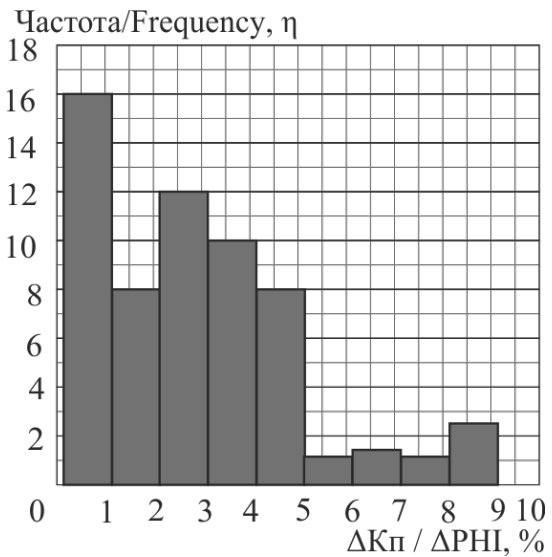


Рис. 3. Частота η отклонений аппроксимации $\Delta K_{п}$ пористости / Fig. 3. The frequency of the deviations of the approximation of the porosity

Зависимости $K_{п} = f(Pl, Ca)$ имеют вид $K_{п} = D_0 + D_{Pl} * Pl + D_{Ca} * Ca$ (см. рис. 1). Расчеты были проведены для 17 выборок с числом точек от 20 до 177. Среднеквадратические отклонения аппроксимации колеблются в пределах 2,3–4,9% пористости.

Коэффициент D_{Ca} отрицателен для всех выборок, коэффициент D_{Pl} отрицателен для 14 выборок из 16. Это вполне согласуется с нашими представлениями о том, что эффективная межгранулярная пористость терригенной породы уменьшается при увеличении, как глинистости, так и карбонатности породы. Из двух положительных значений D_{Pl} одно практически нулевое (+0,006 для пачки апта), второе было получено для альбского яруса (+0,058). Эти результаты считаются малодостоверными и ими можно пренебречь.

Сопоставление с результатами расчета парных связей показывает следующее. Среднеквадратические отклонения парной зависимости пористость-карбонатность колеблются в пределах $1,6 \div 5,1\%$ пористости (из 24 выборок 17 характеризуются отклонениями более 3%). Для связи пористость-глинистость соответствующие пределы составляют $2,2 \div 5,9\%$ (из 10 опробованных выборок у семи отклонения более 3%).

Коэффициент D_{Pl} показывает снижение пористости в процентах, соответствующее каждому проценту прироста глинистости; коэффициент D_{Ca} имеет такое же значение по отношению к карбонатности. Свободный член (D_0) зависимости соответствует расчетной пористости породы, не содержащей ни глинистой, ни карбонатной частей. При использовании полученных зависимостей для прогноза межгранулярной эффективной пористости точность полученных результатов в пределах области изменения исходных аргументов (точность интерполяции) определяется среднеквадратическим отклонением аппроксимации. Линейность зависимостей вдали от области изменения исходных аргументов может привести просто к бессмысленным результатам. Области изменений исходных аргументов каждой выборки хорошо видны на соответствующих графиках рис. 1, 2. Эта сторона графиков представляет, помимо упомянутого, также самостоятельный интерес, давая наглядное представление о группировке кернов выборки по весовому проценту глинистых частиц и карбонатов. В этом отношении графики дают такую же картину как соответствующие треугольные диаграммы, имея, однако, перед последними преимущества большей наглядности и меньшей трудоемкости построения.

Характерной особенностью зависимостей $K_{II} = f(Pl, Ca)$ различающей их от зависимостей $K_{II} = f(\sigma, Ca)$, является равноправие обоих аргументов. Так, коэффициент регрессии при глинистости D_{Pl} колеблется (по абсолютной величине) в пределах $0,03-0,21$, в то время как D_{Ca} – в пределах $0,02-0,51$ (пределы изменения обоих аргументов практически одинаковы). Отмечаются, как правило, большие абсолютные значения коэффициентов D_{Ca} по сравнению с D_{Pl} , т.е. прослеживается большее влияние карбонатности на пористость, чем на глинистость.

Поведение коэффициента D_0 зависит, в основном, от средних значений пористости для соответствующих выборок.

Так, например, для Кабардино-Балкарских площадей, где пористость пород терригенного нижнего мела более высока, характерны значения D_0 $16 \div 25$. На Передовых хребтах наблюдаются значения для апта $13 \div 17$.

Зависимость $K_{II} = f(\sigma, Ca)$ имеет вид $K_{II} = D_0 + D_{\sigma} * \sigma + D_{Ca} * Ca$ (рис. 4). Обработано 16 выборок. Среднеквадратические отклонения аппроксимации колеблются в пределах $0,6 - 3,4\%$ пористости.

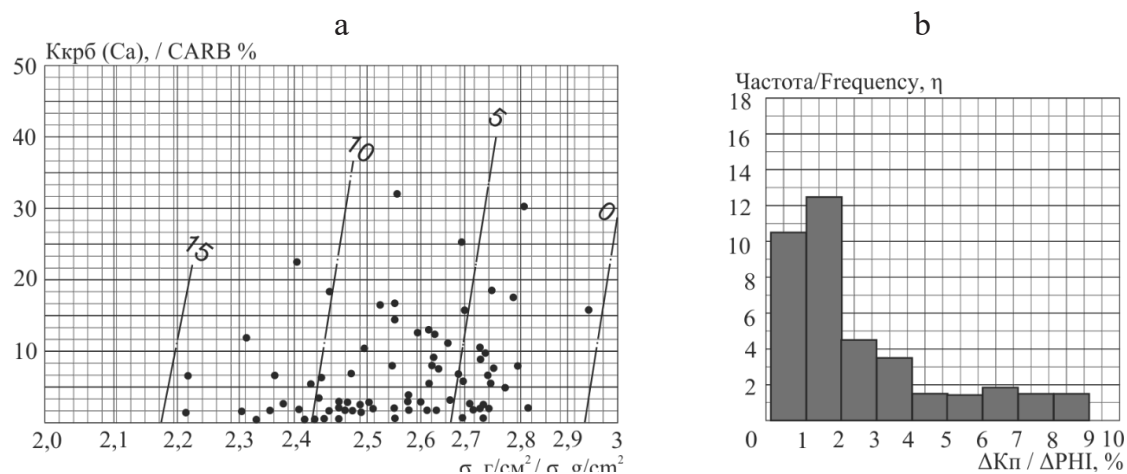


Рис. 4. Зависимость пористости от карбонатности и плотности терригенных пород (а), частота η отклонений аппроксимации Δ пористости (б) /

Fig. 4. Dependence of porosity on carbonateness and density of terrigenous rocks (a), the frequency of the deviations of the approximation of the porosity (b)

Наиболее характерной особенностью этих результатов является сильная зависимость пористости от плотности и слабая – от карбонатности. Это видно из того, что абсолютная величина коэффициента при карбонатности D_{Ca} колеблется в пределах 0,01–0,11% на 1% карбонатности. Поскольку значения карбонатности лежат между 0 и 50%, причем значения более 20–30% редки, вклад карбонатности в колебания аппроксимированного значения пористости составляет всего лишь 0–3%, редко до 5%. Таким образом, этот вклад, как правило, ненамного превышает величину среднеквадратического отклонения. Основную часть колебаний аппроксимированного значения пористости даёт плотность (1,8÷2,9 г/см³) благодаря большим по абсолютной величине значениям соответствующего коэффициента регрессии – 9÷39% на 1 г/см³ плотности.

Вместе с тем необходимо подчеркнуть, что для 12 выборок из 16 коэффициент D_{Ca} отрицателен, что вполне согласуется с нашими представлениями об уменьшении пористости терригенных пород с увеличением их карбонатности. Из четырех положительных значений D_{Ca} – одно практически нулевое (+ 0,007 для IV пачки апта Карабулака-Ачалуков), два (+0,052 и +0,025) представляют аптские отложения Терской антиклинальной зоны. Указанное обстоятельство показывает, что коэффициент при карбонатности D_k несмотря на малые абсолютные значения вносит все же дополнительное уточнение в зависимость.

В отклонении коэффициента при плотности D_σ необходимо отметить, что он отрицателен для всех выборок, в полном соответствии с известной парной связью $K_{п}(\sigma)$.

Среднеквадратические отклонения зависимости $K_{п}(Ca)$ колеблются в пределах 1,6÷5,1% пористости; большинство выборок характеризуются отклонениями более 3%. Для сравнения отметим, что среднеквадратические отклонения зависимости $K_{п} = f(\sigma, Ca)$ колеблются в пределах 0,6÷3,4% пористости и из 16 выборок только две характеризуются отклонениями более 3%. Таким образом, по отношению к парной связи $K_{п}(Ca)$ имеется заметное снижение среднеквадратических отклонений. Это вполне естественно, поскольку зависимости между $K_{п}$ и σ гораздо чётче, чем между $K_{п}$ и Ca [Попков, Попков, 2023; Шнурман, 2005].

По сравнению со связью $K_{п} = f(P_l, C_a)$ среднеквадратические отклонения зависимостей $K_{п} = f(\sigma, C_a)$ существенно ниже.

Сохраняют силу и замечания относительно зависимости точности коэффициентов регрессии от объемов выборок, равно, как и о необходимости повторной проверки анализов с аномально большими отклонениями от аппроксимирующей зависимости.

Однако нужно отметить, что полезность зависимостей $K_{п} = f(\sigma, C_a)$ для прогнозирования эффективной межгранулярной пористости, видимо, меньше, чем соответствующих зависимостей $K_{п} = f(P_l, C_a)$, хотя, как уже было сказано, среднеквадратические отклонения для первых существенно ниже, чем для последних. Дело в том, что плотность пород – неудобный исходный параметр для прогнозирования пористости.

На сегодняшний день нет ни у кого сомнений в том, что пористость альб-аптских отложений нижнего мела ТСНО зависит от терригенной составляющей породы и, главным образом, от содержания глинистых частиц. А полученный ранее отрицательный результат как отсутствие явных зависимостей является следствием того что данные взаимосвязи параметров имеют более сложный характер, вследствие чего при сопоставлении друг с другом только двух из них, например, только пористости и глинистости или только пористости и плотности, закономерность не видна.

В связи с этим в последующие годы были проведены исследования по установлению зависимости пористости от параметров, характеризующих терригенную часть породы, и, в первую очередь, от содержания глинистых частиц (рис. 5).

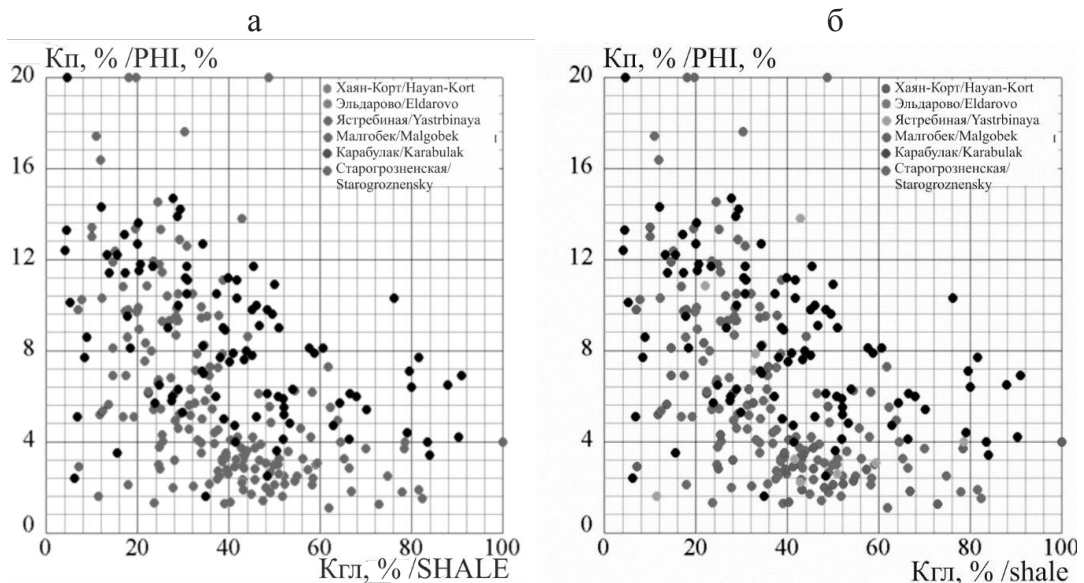


Рис. 5. Зависимость пористости пород от содержания:

(а) алевритовой фракции, (б) глинистой фракции /

Fig. 5. Porosity dependence with the content of: (a) silty fraction, (b) clay fraction

Как видно, на графиках наблюдается значительный разброс точек, свидетельствующий о том, что разрез альб-аптских отложений характеризуется существенной изменчивостью по пористости, алевритистости и глинистости. Наблюдается тенденция снижения пористости с ростом глинистости. Однако при одной и той

же величине глинистости или алевроитистости пористость породы изменяется от минимальных величин порядка $K_{n, \min} = 2-3$ % до максимальных значений, уровень которых не зависит от алевроитистости, но контролируется величиной глинистости и уменьшается с ее ростом. Проницаемость пород в подавляющем большинстве случаев не превышает 1 мд и в редких случаях доходит до 20 мд [Хасанов, Эзирбаев, 2009].

Выводы

В результате проведенных работ сводка результатов петрофизического анализа кернов из терригенных пород нижнего мела на некоторых месторождениях Терско-Сунженской нефтегазоносной области дополнена новыми материалами. Для всей совокупности данных установлен ряд связей пористости пропитыванием, характеризующей эффективную межгранулярную пористость, с другими петрофизическими параметрами и глубиной залегания. Эти связи получены аппроксимацией исходных данных неоднородными линейными зависимостями методом наименьших квадратов [Шнурман, 2003; Шнурман, 2005]. Получены зависимости пористости пропитыванием от весовой глинистости и карбонатности $K_{п} = f(PI, Ca)$ для ряда выборок по различным площадям и терригенным отложениям нижнего мела. Эти зависимости по среднеквадратическим отклонениям не хуже парных зависимостей пористости от карбонатности и глинистости.

Получены также зависимости пористости пропитыванием от плотности породы и ее карбонатности $K_{п} = f(\sigma, Ca)$.

В отличие от предыдущего вида зависимостей здесь оба аргумента неравноправны – основным из них является плотность. Карбонатность вносит хотя и закономерный, но незначительный вклад в расчетные значения пористости. Причина такого различия между перечисленными двумя видами зависимостей, по-видимому, в том, что глинистость и карбонатность характеризуют различные компоненты породы и поэтому выступают как равноправные аргументы зависимости, в то время как плотность, зависящая от всей породы в целом, характеризует так же и ее карбонатную часть. Вследствие этого данные о карбонатности в зависимости $K_{п} = f(\sigma, Ca)$ получают подчинённое значение.

Из двух полученных связей $K_{п} = f(\sigma, Ca)$ характеризуется меньшими среднеквадратическими отклонениями аппроксимации и, следовательно, большей точностью прогноза. В то же время зависимость $K_{п} = f(PI, Ca)$ представляет больший интерес для прогнозов, поскольку глинистость является более удобным параметром для этой цели, чем плотность.

Расчет этих двух видов зависимостей целесообразен во всех случаях, когда на ограниченных площадях и в сравнительно литологически одинаковых интервалах разреза имеется достаточно большое число анализов керна. Помимо прямого результата такая обработка данных позволяет быстро обнаружить аномальные результаты анализов по их высоким отклонениям от аппроксимирующей зависимости. Повторная проверка таких анализов укажет либо на какое-то литологическое отличие образца от остальных, либо на ошибку, допущенную при анализе.

И в заключение нужно сказать, что новизна работы заключается в том, что практически все результаты исследований нижнемеловых коллекторов изучаемого района были проведены на заре внедрения машинной обработки данных ГИС, а то и раньше – вручную. На сегодняшний день, имея на руках необходимые геолого-гео-

физические материалы и результаты лабораторного анализа кернов, авторы имеют возможность произвести обработку этих данных на автоматизированных системах посредством современного программного обеспечения [Эзирбаев, 2021]; некоторые из полученных таким образом результатов приведены на рисунке 4.

Литература

1. Аббасова Г.Г. Исследование петрофизических свойств нижнего мела в Хизинской зоне Азербайджана. // Недропользование. – 2021. – Т. 21. № 4. – С. 152–155. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.4.1.
2. Афанасьев В.С., Шнурман Г.А, Терентьев В.Ю. Методика оценки пористости и компонентного состава песчано-алевритно-глинистых пород по промыслово-геофизическим данным. // Нефтепромысловая геофизика. – 1975. – Вып. 5. – С. 88–94.
3. Дахкильгов Т.Д., Демушкина Н.В. Петрофизическое обоснование методов интерпретации данных геофизических исследований месторождений ЧИАССР. // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1982. – № 12. – С.20–22.
4. Демушкина Н.В., Шнурман Г.А. Обоснование типа коллектора альб-аптских отложений Чечено-Ингушетии по данным ГИС. // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1982. – № 12. – С. 25–25.
5. Долгаль А.С., Костицын В.И., Новикова П.Н., Пугин А.В., Рашидов В.А., Христенко Л.А. Практическое применение истокообразной аппроксимации геолого-геофизических данных. // Геофизика. – 2017. – № 5. – С. 29–37.
6. Меркулов А.В., Смольянинова К.И., Енгибаров В.Н. Тип коллектора аптских отложений месторождений ЧИАССР. // Геология нефти и газа. – 1981. – № 9. – С. 37–70.
7. Попков В.И. Попков И.В. О сохранении поровых коллекторов в нижней части разреза нефтегазоносных отложений триаса Скифско-Туранской платформы. // Геология и геофизика Юга России. – 2023. – Т. 13. № 2. – С. 106–117. DOI: 10.46698/VNC.2023.10.85.009.
8. Страхов В.Н., Керимов И.А., Степанова И.Э. Разработка теории и компьютерной технологии построения линейных аналитических аппроксимаций гравитационных и магнитных полей (монография). М.: ИФЗ РАН, – 2009. 254 с.
9. Смольянинова К.И. Коллекторские особенности пород нижнего мела Терско-Сунженского нефтеносного района на глубинах свыше 3000 м. // Изучение коллекторов нефти и газа, залегающих на больших глубинах. – 1977. – Вып. 124. – С. 130–132.
10. Хасанов М.А., Эзирбаев Т.Б. Петрофизические характеристики терригенных нижнемеловых продуктивных коллекторов Терско-Сунженской нефтегазоносной области как основа интерпретации данных ГИС. // Каротажник. – 2009.– № 8. Вып. 185. – С. 3–9.
11. Шнурман И.Г. Изучение терригенных коллекторов Предкавказья по результатам геофизических исследований скважин (монография). Кдр.: Просвещение-Юг, – 2003. 397 с.
12. Шнурман И.Г. Петрофизические и интерпретационные модели геофизических методов исследования скважин для оценки фильтрационно-емкостных свойств и насыщенности сложно построенных терригенных коллекторов Предкавказья. / Автореф. дисс. д-ра геол.-минерал. наук. – Кдр., 2005. 48 с.
13. Эзирбаев Т.Б. Обзор технологий комплексной обработки переинтерпретации данных геофизических исследований скважин для детального расчленения разреза и переоценки запасов углеводородов. // Геология и геофизика Юга России. – 2021. – Т. 11. № 2. – С. 118–136. DOI: 10.46698/VNC.2021.40.15.009.
14. Ahmed N., Weibull W.W., Grana D., Bhakta T. Constrained non-linear AVO inversion for dynamic reservoir changes estimation from time-lapse seismic data. // Geophysics. – 2024. – Vol. 89. Issue 1. – pp. 1–15. DOI:10.1190/geo2022-0750.1.
15. Borgomano J., Masse J.-P., Fenerci-Masse M. and Fournier F. Petrophysics of lower cretaceous platform carbonate outcrops in provence (se france): implications for carbonate reservoir characterization. // Journal of Petroleum Geology. – 2013. – Vol. 36. Issue 1. – pp. 5–42.

16. Cardona A., Santamarina J.C. Carbonate rocks: Matrix permeability estimation. // *AAPG Bulletin*. – 2020. – Vol. 104. No. 1. – pp. 131–144. DOI: 10.1306/05021917345.

17. Clyde H. Moore, William J. Wade. The Nature and Classification of Carbonate Porosity. // *Developments in Sedimentology*. – 2013. – Vol. 67. – pp. 51–65. DOI: 10.1016/B978-0-444-53831-4.00004-5.

18. Jassam Safiyya, Al-Fatlawi Omar, Celal Hakan Canbaz. Petrophysical Analysis Based on Well Logging Data for Tight Carbonate Reservoir: The SADI Formation Case in Halfaya Oil Field. // *Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering*. – 2023. – Vol. 24. No. 3. – pp. 55–68.

19. Mehar M., Ramezanzadeh A., Bajolvand M., Hajsaeedi M.R. Estimating shear wave velocity in carbonate reservoirs from petrophysical logs using intelligent algorithms. // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2022. – Vol. 212. – pp. 1–25. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.110254.

20. Moore C.H., Wade W.J. The nature and classification of carbonate porosity. // *Developments in sedimentology*. – 2013. – Vol. 67. – pp. 51–65. DOI: 10.1016/B978-0-444-53831-4.00004-5.

References

1. Abbasova G.G. Study of the petrophysical properties of the Lower Cretaceous in the Khizi zone of Azerbaijan. *Nedropolzovanie*. 2021. Vol. 21. No. 4. pp. 152–155. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.4.1. (In Russ.)

2. Afanasyev V.S., Shnurman G.A., Terentyev V.Yu. Methodology for estimation of porosity and component composition of sandy silty-clayey rocks from field geophysical data. *Oilfield geophysics*. 1975. Issue 5. pp. 88–94. (In Russ.)

3. Dakhkilgov T.D., Demushkina N.V. Petrophysical substantiation of methods of interpretation of geophysical survey data of ChIASSR fields. *Oil and Gas Geology and Geophysics*. 1982. No. 12. pp.20–22. (In Russ.)

4. Demushkina N.V., Shnurman G.A. Justification of the reservoir type of the Alb-Aptian deposits of Chechen-Ingushetia according to well logging data. *Oil and Gas Geology and Geophysics*. 1982. No. 12. pp. 25–25. (In Russ.)

5. Dolgal A.S., Kostitsyn V.I., Novikova P.N., Pugin A.V., Rashidov V.A., Khristenko L.A. Practical application of source approximation of geological and geophysical data. *Geophysics*. 2017. № 5. pp. 29–37. (In Russ.)

6. Merkulov A.V., Smolyaninova K.I., Engibarov V.N. Reservoir type of Aptian deposits of ChIASSR deposits. *Oil and Gas Geology*. 1981. No. 9. pp. 37–70. (In Russ.)

7. Popkov V.I., Popkov I.V. On the preservation of pore reservoirs in the lower part of the section of oil and gas bearing deposits of the Triassic Scythian-Turanian platform. *Geology and Geophysics of Russian South*. 2023. Vol. 13. No. 2. pp. 106–117. DOI: 10.46698/VNK.2023.10.85.009. (In Russ.)

8. Strakhov V.N., Kerimov I.A., Stepanova I.E. Development of the theory and computer technology of construction of linear analytical approximations of gravitational and magnetic fields. Moscow. IPE RAS. 2009. 254 p. (In Russ.)

9. Smolyaninova K.I. Reservoir features of Lower Cretaceous rocks of the Tersko-Sunzhensky oil-bearing region at depths exceeding 3000m. Study of oil and gas reservoirs occurring at great depths. 1977. Issue 124. pp. 130–132 (In Russ.)

10. Khasanov M.A., Ezirbaev T.B. Petrophysical characteristics of terrigenous Lower Cretaceous productive reservoirs of the Tersko-Sunzhenskaya oil-and-gas bearing area as a basis for interpretation of GIS data. *Logger*. 2009. No. Issue 185. pp. 3–9. (In Russ.)

11. Shnurman I.G. Study of terrigenous reservoirs of the Ciscaucasia on the results of geophysical studies of wells. Krasnodar. Prosveshcheniye-Yug. 2003. 397 p. (In Russ.)

12. Shnurman I.G. Petrophysical and interpretation models of geophysical well logging methods for estimation of filtration-capacity properties and saturation of complexly constructed

terrigenous reservoirs of the Ciscaucasia. Author's abstract of the dissertation ... Dr. of geol.-mineral. sciences. Krasnodar. 2005. 48 p. (In Russ.)

13. Ezirbaev T.B. Review of technologies of complex processing of re-interpretation of geophysical well survey data for detailed sectional delineation and hydrocarbon reserves reassessment. *Geology and Geophysics of Russian South*. 2021. Vol. 11. No. 2. pp. 118–136. DOI: 10.46698/VNC.2021.40.15.009. (In Russ.)

14. Ahmed N., Weibull W.W., Grana D., Bhakta T. Constrained non-linear AVO inversion for dynamic reservoir changes estimation from time-lapse seismic data. *Geophysics*. 2024. Vol. 89. Issue 1. pp. 1–15. DOI:10.1190/geo2022-0750.1.

15. Borgomano J., Masse J.-P., Fenerci-Masse M. and Fournier F. Petrophysics of lower cretaceous platform carbonate outcrops in provence (se france): implications for carbonate reservoir characterization. *Journal of Petroleum Geology*. 2013. Vol. 36. Issue 1. pp. 5–42.

16. Cardona A., Santamarina J.C. Carbonate rocks: Matrix permeability estimation. *AAPG Bulletin*. 2020. Vol. 104. No. 1. pp. 131–144. DOI: 10.1306/05021917345.

17. Clyde H. Moore, William J. Wade. The Nature and Classification of Carbonate Porosity. *Developments in Sedimentology*. 2013. Vol. 67. pp. 51–65. DOI: 10.1016/B978-0-444-53831-4.00004-5.

18. Jassam S., Al-Fatlawi O., Celal H.C. Petrophysical Analysis Based on Well Logging Data for Tight Carbonate Reservoir: The SADI Formation Case in Halfaya Oil Field. *Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering*. 2023. Vol. 24. No. 3. pp. 55–68.

19. Mehar M., Ramezanzadeh A., Bajolvand M., Hajsaeedi M.R. Estimating shear wave velocity in carbonate reservoirs from petrophysical logs using intelligent algorithms. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022. Vol. 212. pp. 1–25. DOI: 10.1016/j.petrol.2022.110254.

20. Moore C.H., Wade W.J. The nature and classification of carbonate porosity. *Developments in sedimentology*. 2013. Vol. 67. pp. 51–65. DOI: 10.1016/B978-0-444-53831-4.00004-5.