

УДК 550.8.056 (470.66)

DOI: [10.23671/VNC.2019.4.44486](https://doi.org/10.23671/VNC.2019.4.44486)

Оригинальная статья

Анализ методик выделения коллекторов в альб-аптских отложениях Терско-Сунженской нефтегазоносной области

И.А. Керимов ^{1,2}, д.ф.-м.н., Т.Б. Эзирбаев¹, к.т.н., А.С. Эльжаев¹, к.г.-м.н.

¹Грозненский государственный нефтяной технический университет
им. акад. М.Д. Миллионщикова, Россия, 364051, Чеченская Республика,
г. Грозный, пр-т им. Х.А. Исаева, д. 100, e-mail: kerimov@ifz.ru;

²Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН, Россия, 123995, г. Москва,
ул. Б. Грузинская, д. 10, стр. 1

Статья поступила: 10.11.2019, после рецензирования: 30.11.2019, принята к публикации: 08.12.2019

Аннотация: **Актуальность работы.** Выделение коллекторов нефти и газа и определение эффективных мощностей является важнейшим этапом при подсчете запасов нефти и газа. От результатов, полученных на данном этапе, напрямую зависит экономическая целесообразность ввода в эксплуатацию интервала, обладающего, признаками коллектора, фильтрационными характеристиками. Пределам таких характеристик коллекторов соответствуют кондиционные граничные значения, эти значения являются условными и могут меняться, исходя из технического уровня разработки месторождений нефти или газа на момент проведения исследований. В современных условиях быстрого развития совершенных методов разработки и изменением экономических запросов кондиционные граничные значения изменяются довольно в широких пределах. Альб-аптские отложения Терско-Сунженской нефтегазоносной области (ТСНО) относятся к сложным типам порово-трещинного коллекторов, и представлены породами песчано-алевритно-глинистых компонент. Объект исследования - нефтегазовые коллекторы. **Цель работы** – анализ методик выделения коллекторов. **Методы исследования:** традиционная методика выделения коллекторов и методика на основе технологии интерпретации данных геоинформационных систем (ГИС). **Результаты работы.** Экспериментальные исследования, проведенные на образцах кернов, взятых из терригенных отложений ТСНО, позволили установить основные особенности этих отложений, обосновать основные петрофизические зависимости и определить их коллекторские свойства. Проведена переинтерпретация фондовых материалов результатов данных ГИС и лабораторного анализа кернов из ряда скважин основных пробуренных на нижнемеловые отложения ТСНО и предложена более совершенная методика обработки и интерпретации данных ГИС терригенных пород. В данной работе рассмотрены ранее применявшаяся методика и пример интеграции методики выделения коллекторов на основе технологии обработки и интерпретации данных ГИС в нижнемеловых терригенных отложениях ТСНО. Важной особенностью методики комплексной интерпретации, реализованной в технологии ESKS автоматизированной системы обработки и интерпретации данных геофизических исследований скважин Gintel, является определение широкого спектра петрофизических параметров, характеризующих литологическую и флюидальную неоднородность изучаемых отложений. Это позволяет более обосновано решать задачи разведки и разработки месторождений. Методика интерпретации данных ГИС обеспечивает определение набора геологических характеристик пород, используя которые можно определить геологическую неоднородность изучаемой толщи пород, построить детальную трехмерную геологическую модель всех продуктивных пластов в разрезе и определить их подсчетные параметры. Детальность определения геологических характеристик пород напрямую зависит от комплекса данных каротажа, зарегистрированных в скважинах. Однако особенностью методики является использование системы петрофизических моделей и алгоритмические приемы обработки, которые позволяют получить максимум геологической информации об изучаемых породах даже при ограниченном комплексе данных ГИС.

Ключевые слова: пористость, проницаемость, интерпретация, коллектор.

Для цитирования: Керимов И.А., Эзирбаев Т.Б., Эльжаев А.С. Анализ методик выделения коллекторов в альб-аптских отложениях Терско-Сунженской нефтегазоносной области. *Геология и Геофизика Юга России*. 2019. 9(4): 28-37. DOI: [10.23671/VNC.2019.4.44486](https://doi.org/10.23671/VNC.2019.4.44486).

DOI: [10.23671/VNC.2019.4.44486](https://doi.org/10.23671/VNC.2019.4.44486)

Original paper

Technique of Allocation of Reservoirs of Alb-Aptsky Deposits of Tersko-Sunzhensky Oil and Gas-Bearing Areas

I.A. Kerimov ^{1,2}, T.B. Ezirbaev¹, A.S. Eljaev¹

¹ Grozny State Oil Technical University named after Academician M.D. Millionshchikov, 100 Kh.A. Isaeva, Grozny 364051, Russian Federation, e-mail: kerimov@ifz.ru;

²Institute of Physics of the Earth, Russian Academy of Sciences, 10/1 B. Gruzinskaya Str., Moscow 123995, Russian Federation

Received: 10.11.2019, revised: 30.11.2019, accepted: 08.12.2019

Abstract: Relevance. The identification of oil and gas reservoirs and the determination of the efficiency of oil column is the most important step in estimation of oil and gas reserves. The economic feasibility of putting into operation an interval with reservoir and filtration characteristics directly depends from the results obtained at this stage. The limits of such reservoir characteristics correspond to conditional boundary values. These values are conditional and may vary, based on the technical level of oil or gas-field development at the exploration time. In modern conditions of rapid development of skilled development methods and changing economic demands, conditional boundary values vary widely. Albaptic sediments of the Tersk-Sunzhensk oil and gas region (TSOGR) are complex types of pore-fractured reservoirs, and are represented by rocks of sandy-silty-clay components. The objects of the study are oil and gas reservoirs. **Aim.** The analysis of methods for the reservoir identification. **Methods.** Traditional methodology for reservoir identification and a methodology based on the technology of data interpretation from geographic information systems (GIS). **Results.** Experimental studies conducted on core samples taken from terrigenous sediments of TSOGR allowed one to establish the main features of these deposits, substantiate the main petrophysical dependencies and determine their reservoir properties. Reinterpretation of the stock materials of the results of well logging data and laboratory analysis of cores from a number of wells drilled on the Lower Cretaceous deposits of TSOGR was carried out and a better method for processing and interpretation of well log data of terrigenous rocks was proposed. In this paper, the previously applied methodology and an example of the integration of reservoir extraction methods based on the technology of processing and interpretation of well log data in the Lower Cretaceous terrigenous deposits of TSOGR are considered. An important feature of the complex interpretation technique implemented in ESKS technology of the Gintel automated geophysical data processing and interpretation system is the determination of a wide range of petrophysical parameters characterizing the lithological and fluid heterogeneity of the explored deposits. This allows solving more reasonably the exploration and development problems of deposits. The method of interpreting GIS data provides the determination of a set of geological characteristics of rocks, the use of which can help to determine the geological heterogeneity of the explored rock stratum, build a detailed three-dimensional geological model of all productive formations in a section and determine their estimated parameters. The detail of determining the geological characteristics of the rocks directly depends on the complex of logging data recorded in the wells. However, a feature of the technique is the use of a system of petrophysical models and algorithmic processing methods that makes it possible to get the maximum geological information about the explored rocks, even with a limited set of GIS data.

Keywords: Alb-Aptskiy deposits, porosity, permeability, reservoir properties, effective thickness of beds.

For citation: Kerimov I.A., Ezirbaev T.B., Eljaev A.S. Technique of Allocation of Reservoirs of Alb-Aptsky Deposits of Tersko-Sunzhensky Oil and Gas-Bearing Areas. *Geologiya i Geofizika Yuga Rossii = Geology and Geophysics of Russian South*. 2019. 9(4): 28-37. (In Russ.) DOI: 10.23671/VNC.2019.4.44486.

Введение

Перспективы нефтегазоносности Терско-Сунженской нефтегазоносной области (ТСНО) связываются с поисками залежей нефти и газа в меловом комплексе пород [Керимов и др., 2016; Минерально-сырьевые ресурсы..., 2015; Ямаханов и др., 2012; Шнурман, 2003]. В альб-аптских отложениях нижнемелового нефтегазоносного комплекса пород ТСНО выявлен ряд залежей нефти и газа. Альб-аптские отложения ТСНО относятся к сложным типам порово-трещинных коллекторов, и представлены породами песчано-алеврито-глинистых компонент. Выделение коллекторов нефти и газа и определение эффективных мощностей является важнейшим этапом при подсчете запасов нефти и газа. От результатов, полученных на данном этапе, напрямую зависит экономическая целе-

сообразность ввода в эксплуатацию интервала, обладающего, признаками коллектора, фильтрационными характеристиками. В связи с этим весьма актуальным является совершенствование методов выделения терригенных коллекторов по геофизическим данным [Хасанов, Эзирбаев, 2009; Эзирбаев, 2011, 2012а, б; Kerimov, 2018].

Традиционная методика выделения коллекторов

Чтобы корректно выделить коллектор в разрезе следует использовать качественные и количественные показатели.

Качественные критерии – это: уменьшение диаметра ствола скважины по данным каверномера; аномальные показания метода ПС; уменьшение значений показаний на диаграмме гамма-метода; расхождение кривых потенциал – градиент микрозондов а также правомерное изменение амплитуд кривых различных методов электрического каротажа, характеризующихся разной глубиной [Александров, Дергунов, 1978; Керимов и др., 2016; Ruchko, Kurgansky, 2015].

К количественным критериям относятся: одновременное выполнение составного критерия $\Delta U_{ПС} > \Delta U_{ПС.кол} \vee J_{ГК} < J_{ГК.кол}$; диапазон изменения удельного электрического сопротивления породы $\rho_{мин} \div \rho_{макс}$; граничная величина коэффициента пористости $K_{п.зр}$; граничная величина коэффициента абсолютной проницаемости $K_{пр.зр}$; граничная величина содержания связанной воды $K_{в.св.зр}$; наличие в прошлое подвижных флюидов $K_{в.п} + K_{н(с)} > 0$.

Однако исключить абсолютно все ошибки получаемых результатов нельзя даже при комплексном использовании всех качественных и количественных признаков.

Значительная часть продуктивных пластов изучаемого района характеризуется двухслойными кривыми БКЗ, число которых с ростом глубины залегания изучаемых отложений только увеличивается. Наличие двухслойных кривых БКЗ в продуктивных пластах объясняется, в основном, отсутствием проникновения фильтрата бурового раствора в матрицу пород, высокой глинистостью отложений, а также определенным соотношением коэффициентов остаточной водонасыщенности и нефтенасыщенности, при котором удельное сопротивление пласта равно удельному сопротивлению зоны проникновения.

К тому же некоторые качественные признаки коллекторов также не являются однозначными так, примером является сужение диаметра скважины и положительные приращения на диаграммах микрозондов, поскольку альб-аптские коллекторы характеризуются преимущественно номинальным или несколько увеличенным диаметром. Исключение составляют высокопористые пласты песчаников, против которых наблюдается некоторое уменьшение диаметра скважин.

Из изложенного следует, что качественные признаки коллекторов имеют существенные ограничения, в связи с чем и возникает необходимость применения геофизических способов выделения коллекторов, основанные на использовании количественных критериев.

Для начала сопоставляя значения относительной аномалии по ($\alpha_{ПС}$) и двойного разностного параметра ГК (i_{γ}) в интервалах, по которым имеются наиболее точные результаты испытаний, в поле координат выделяется область коллекторов и неколлекторов (рис. 1).

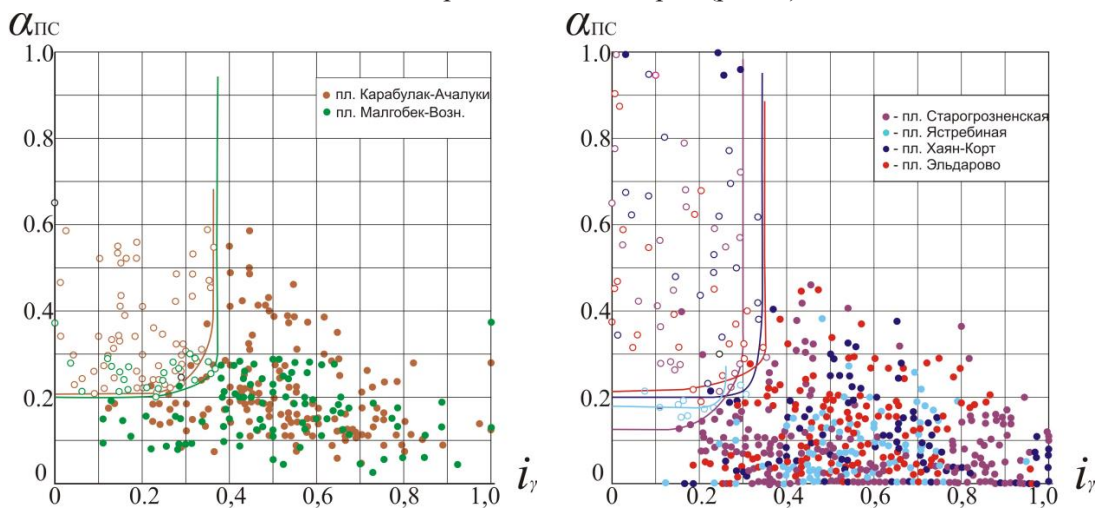


Рис. 1. Сопоставление аномалии ПС с двойным разностным параметром ГК по различным нижнемеловым месторождениям Терско-Сунженской нефтегазоносной области. /

Fig. 1. Comparison of the well potential anomaly with the double difference gamma ray logging parameter for various Lower Cretaceous deposits of the Tersk-Sunzhensk oil and gas region.

Величина $\alpha_{\text{ПС}}$ отражает степень заполнения порового пространства пород глинистым материалом, а значение i_{γ} – содержание глинистого и алевроитового компонента. Поэтому комплексное использование этих параметров позволяет охарактеризовать поверхностные – активные свойства матрицы пород, а следовательно, в определенной степени и коэффициент остаточной водонасыщенности. Так как имеется связь между пористостью и содержанием глинистого и алевроитового материала то сопоставление $\alpha_{\text{ПС}}-i_{\gamma}$ учитывает также с некоторым приближением и коллекторские свойства пород. Для более точного определения кондиционного значения коэффициента пористости необходим независимый способ оценки K_n , например, акустический или нейтронный гамма-каротаж. Ранее для альб-аптских отложений Карабулак-Ачалукского и Малгобек-Вознесенского месторождений было установлено кондиционное значение коэффициента пористости, равное 8% [Меркулов, 1968; Методические указания..., 1979; Разработка методов..., 1980; Ezirbaev et al., 2018]. Для глубокозалегающих альб-аптских отложений площадей Старогрозненская, Хаян-Корт, Эльдарово и Ястребиная такая же величина пористости определена по данным акустического каротажа (АК). При отсутствии материалов АК выделение низкопористых пластов с повышенным содержанием карбонатного материала можно осуществить по кривым нейтронного гамма-каротажа (НГК), кондиционное значение двойного разностного параметра НГК ($i_{\text{нн}}$), полученное по кривым распределения этого параметра для пластов с притоком и без притока, и для различных месторождений изменяется от 0,41 до 0,5.

Обоснование кондиционных значений физических параметров для порово-трещинных коллекторов по данным анализов кернов нецелесообразно, т.к. в этом случае исследуются только емкостные свойства матрицы породы, и не учитывается основная характеристика коллектора – фильтрационная, определяемая трещиноватостью. Это положение подтверждается графиками сопоставления коэффициентов пористости с проницаемостью, (рис. 2) и графиками зависимости $\alpha_{\text{ПС}}$ от глинистости и пористости (рис. 3), построенными по данным результатов лабораторного анализа керна [Разработка методов..., 1980].

На графиках видно, что проницаемость изучаемых пород слабо связана с коэффициентом пористости. Но тем не менее даже для слабоглинистых участков проницаемость матрицы редко превышает 1-2 мД, что также является обоснованием того что коллекторы альб-аптских отложений являются порово-трещинными.

Таким образом, выделение эффективных мощностей в разрезе альб-аптских отложений ТСНГО сводится к следующему:

1. По комплексу промыслово-геофизических данных изучаемый разрез расчленяется на однородные пласты.
2. Проводится первичная попластовая обработка геофизических диаграмм по известным методам [Латышова, 1966; Методические указания..., 1979].

Интерпретация диаграмм ПС сводится к проведению «нулевой» линии (линии «глин») и отсчету от нее существенных значений амплитуд ПС. Как правило, в ранее принятых подсчетах запасов нефти эта величина ПС использовалась для последующих расчетов и выделения коллекторов.

Однако в отсчитанные значения амплитуды ПС необходимо вводить поправки, учитывающие влияние мощности, удельных сопротивлений пластов и вмещающих пород. В противном случае значения ПС получатся заниженными в среднем на 15%. Исправление значения амплитуд ПС ($\Delta U_{\text{ПС}}$) используется для расчета относительных аномалий ПС ($\alpha_{\text{ПС}}$)

$$\alpha_{\text{ПС}} = \frac{\Delta U_{\text{ПС}}}{E_{\text{ПС}}^{\text{ст}}} \quad (1)$$

где $E_{\text{ПС}}^{\text{ст}}$ – статистическая амплитуда ПС.

$$E_{\text{ПС}}^{\text{ст}} = Kt \lg \frac{\rho_{\phi}}{\rho_{\ast}} \quad (2)$$

$$Kt = 70,7 \frac{t + 273}{298} \quad (3)$$

где t – температура пласта, °С.

В качестве опорных пластов при обработке материалов ГК выбираются размытые участки альб-

аптских глин и плотные пласты песчаников с карбонатным цементом. Далее рассчитывается двойной разностный параметр ГК (i_γ)

$$i_\gamma = \frac{I_\gamma - I_\gamma^{\min}}{I_\gamma^{\max} - I_\gamma^{\min}} \quad (4)$$

Интерпретация диаграмм нейтронного гамма-каротажа сводится к отсчету против изучаемых пластов существенных значений и введению в них поправок на влияние канала ГК, интегрирующего ячейки и диаметр скважины. Исправленное значение In_γ используется для расчета двойного разностного параметра НГК ($i_{n\gamma}$)

$$i_{n\gamma} = \frac{I_{n\gamma} - I_{n\gamma}^{\min}}{I_{n\gamma}^{\max} - I_{n\gamma}^{\min}}, \quad (5)$$

где $I_{n\gamma}^{\min}, I_{n\gamma}^{\max}$ – показания НГК против опорных пластов.

За опорные пласты принимаются интервалы плотных верхнемеловых известняков или плотных песчаников с карбонатным цементом и альбские глины.

3. Полученные значения $\alpha_{ПС}$ и i_γ наносятся на соответствующую палетку ($\alpha_{ПС} - i_\gamma$); интервалы разреза, попадающие на палетке в область неколлекторов, исключаются из дальнейшей обработки.

4. По данным акустического каротажа определяется пористость пластов, находящихся в поле $\alpha_{ПС} - i_\gamma$ в области коллекторов, и сравнивается с кондиционным значением $K_n=8\%$. Пласты $K_n < 8\%$ исключаются из обработки.

5. Значения $i_{n\gamma}$ – интервалов сравниваются с соответствующим кондиционным значением $i_{n\gamma}$. К коллекторам относят пласты с $i_{n\gamma} < i_{n\gamma}$.

К факторам, снижающим достоверность выделения эффективных мощностей, относятся: 1) влияние нефтенасыщенности на относительную аномалию ПС, особенно при высокой относительной глинистости пород; 2) отсутствие в ряде случаев надежных опорных пластов при интерпретации данных ГК и НГК.

Проведенный анализ материалов показал, что в целом методика, принятая в то время, гарантировала оценку коллекторских свойств и нефтенасыщенности альб-аптских отложений, но с рядом недостатков, которые и были учтены в усовершенствованной методике, описываемой далее в статье.

Методика выделения коллекторов на основе технологии интерпретации данных ГИС в терригенных отложениях ТАВС

В данной методике для оценки свойств пород и выделения коллекторов используется система петрофизических моделей пористости, модели связанной воды и проницаемости.

Для интерпретации данных методов нейтронного гамма- и акустического каротажей используются петрофизические модели водородосодержания и акустического метода исследования скважин [Эзирбаев, 2012а; Luthi, 2001; Darwin, Julian, 2008]. Применимость данных моделей к альб-аптским отложениям Терско-Сунженской нефтегазоносной области была обоснована автором статьи и опубликована в одной из предыдущих работ [Эзирбаев, 2011].

Петрофизические модели водородосодержания $\omega_{НК}$, V/V и Δt , мкс/м записываются формулами:

$$\omega_{НК} = K_n \omega_{жс} + \omega_{ск} \cdot \theta + \omega_{лит} \quad (1)$$

$$\frac{1}{\Delta t_n} = \frac{K_n}{\Delta t_{жс}} + \frac{(1-K_n)^2}{170 + \Delta t_{ск} \cdot \theta} \quad (2)$$

K_n – общая пористость породы (суммарный объем всех пор породы);

$\Delta t_{жс}, \omega_{жс}$ – интервальное время пробега акустической волны в жидкости, насыщающей поровое пространство; водородосодержание флюида внутри порового пространства породы $\omega_{жс} = 1$;

$\Delta t_{ск}, \omega_{ск}$ – предельная величина интервального времени пробега акустической волны в скелете породы и водородосодержание скелета (соответствуют глине);

θ – коэффициент адсорбционных явлений, изменяющийся в диапазоне от 0 до 1, имеющий величину: $\theta=0$ – для электрически нейтральной породы, $\theta=1$ – для пород, сложенных глинами. В реальных породах коэффициент $\theta < 0,8$.

Коэффициент адсорбционных явлений θ является функцией пористости K_n и водонасыщенности K_e породы, а также интегрального электрического заряда поровых каналов, выраженного величиной ионной емкости породы Q_n (моль/л) и минерализации пластовой воды C_e (моль/л), насыщающей породу:

$$\theta = f(Q_n, K_n, K_e, C_e), \tag{3}$$

Также для достоверного выделения и определения величины проницаемости коллекторов терригенных пород альб-аптского возраста необходимо установить объем связанной воды $K_{e,св}$ в порах.

Модель связанной воды, которая была использована при интерпретации данных ГИС по месторождениям ТСНО, записывается формулой:

$$K_{e,св} = \frac{1}{1 + f_e \cdot c \cdot \frac{K_n \cdot K_e}{(Q_n + Q_0)}} + b \cdot K_{ал}, \tag{4}$$

где $f_e = \sqrt{C_e} / (1 + \sqrt{C_e})$ – ионная активность минерализованного раствора внутри порового пространства, C_e , г/л; Q_0 и c – эмпирические константы, определяемые при адаптации модели к реальным породам; b – коэффициент, определяющий долю молекулярно связанной воды, объемное содержание которого равно $K_{ал}$.

В модели (4) величину Q_n можно заменить на значение глинистости породы K_{gl} , используя формулу $Q_n = K_{gl} \cdot Q_{gl} \cdot \delta_{gl}$.

На рисунке 2 показана зависимость $K_{e,св} = f(K_n, K_{np})$, полученная по данным лабораторного анализа кернов (а) и по данным интерпретации комплекса ГИС проведенного на нижнемеловых отложениях различных месторождений изучаемой области (б). На эту зависимость нанесены кривые $K_{e,св} = f(K_n)$, рассчитанные по модели (4) при разных величинах заряда поровых каналов: 0, 0,01, 0,1, 0,3 и 1 моль/г. На рисунках видно, что точки расположились ниже уровня заряда 0,3 моль/г, что соответствует глинам изучаемого разреза. На графике наблюдается, что с ростом пористости и проницаемости доля связанной воды снижается.

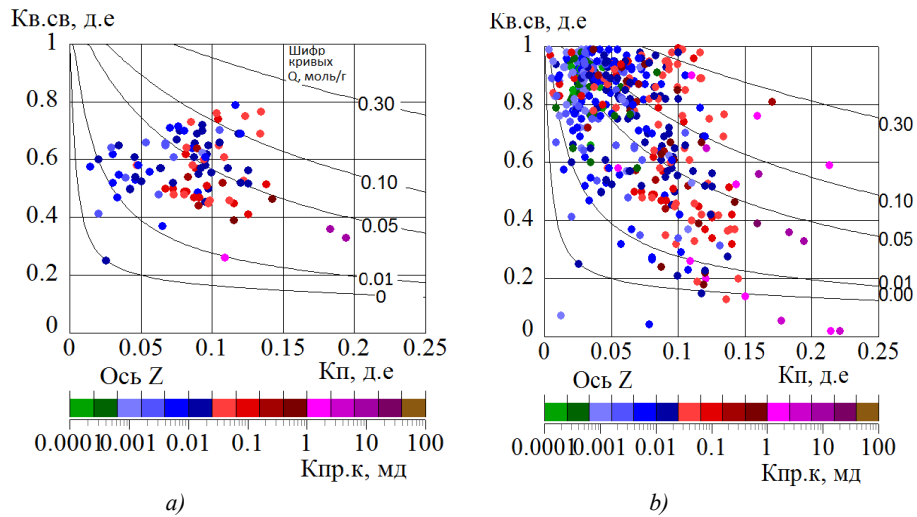


Рис. 2. Корреляционная связь $K_{e,св} = f(K_n, K_{np})$, а) по данным керна, б) по данным результатов интерпретации материалов ГИС. Линии $K_{e,св} = f(K_n)$, рассчитанные по модели $K_{e,св} /$

Fig. 2. Correlation $K_{v,sv} = f(K_p, K_{pr})$, a) according to the core data, b) according to the interpretation results of the well logging data. Lines $K_{v,sv} = f(K_p)$, calculated according to the model $K_{v,sv} /$

Как видно из сравнения графиков на рисунке 2, по данным ГИС наблюдается та же закономерность изменения доли связанной воды в породе, что и по данным керна. Это говорит о том, что модель (4) может быть использована для расчета остаточной водонасыщенности коллекторов пород нижнего мела в изучаемом районе.

Петрофизическая модель $K_{np} = f(K_n, K_{e,св})$ была применена для определения коэффициента абсолютной проницаемости коллекторов, данная модель описывается формулой, выведенной В.Н. Ко-

брановой [Кобранова, 1962; Waxman, Smits, 1968]; в нее же включен эмпирический коэффициент C , заменяющий в формуле трудно оцениваемые параметры (удельная поверхность, извилистость, толщина диффузного слоя) и отражающий изменение структурной неоднородности породы как функции ее относительной пористости:

$$K_{np} = CK_n \frac{(1 - K_{e.ca})^r}{K_{e.ca}^q} \quad (5)$$

где $C = b^{\frac{K_n}{K_{n0}}}$ – структурный коэффициент породы, r и q – эмпирические константы.

На основе математического моделирования с учетом данных по керну для разреза изучаемых пород установлено, что $K_{n0} = 2\%$, $b = 1,7$, $r = 0,5$ и $q = 1$.

На рисунке 3 приведено сопоставление коэффициентов проницаемости измеренных на керне ($K_{np.k}$) и рассчитанных по модели ($K_{np.m}$). На графике наблюдается хорошее сопоставление сравниваемых данных во всем диапазоне изменения K_{np} пород коллекторов (0,5–100 мд).

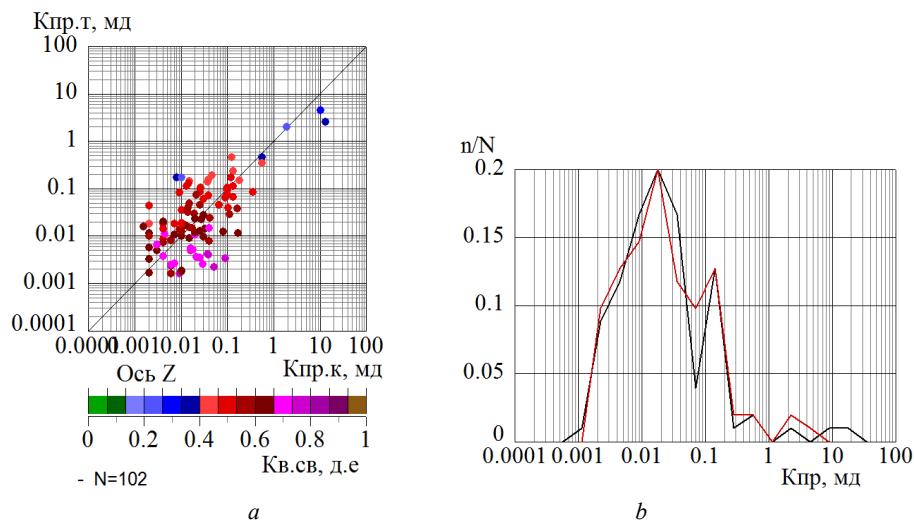


Рис. 3. Сопоставление величин абсолютной проницаемости измеренных на керне ($K_{пр.к}$) и рассчитанных по модели (5) ($K_{пр.т}$) (а) и статистических кривых распределения (б). /

Fig. 3. Comparison of absolute permeability values measured on core ($K_{pr.k}$) and calculated by model (5) ($K_{pr.t}$) (a) and statistical distribution curves (b).

По описанной методике была проведена переинтерпретация данных ГИС из нескольких десятков скважин ряда месторождений ТСНО. Были получены данные подтверждающие ранее полученные результаты выделения коллекторов, а также дополнительно выявлены пласты, отвечающие всем признакам нефтеносных коллекторов [Хасанов, Эзирбаев, 2009; Эзирбаев, 2011, 2012а, б].

ВЫВОДЫ

На сегодняшний день в свете разработанных автоматизированных систем обработки и интерпретации данных ГИС, позволяющих получить более детальную картину слагающих разрез пород и изменившихся параметров граничных кондиционных значений, было бы целесообразно провести переинтерпретацию имеющихся фондовых материалов и дополнительные исследования на малоизученных альб-аптских коллекторах нефти и газа ТСНО.

Применение новой более совершенной методики интерпретации данных ГИС позволит по-новому подойти к исследованию геологической неоднородности и нефтегазоносности меловых отложений на территории Терско-Сунженской нефтегазоносной области.

Полная переинтерпретация данных ГИС по всему фонду скважин позволит более объективно выделить в толще нижнемеловых отложений ТСНО геологические тела, которые могут содержать углеводороды, которые не были вовлечены в разработку в предыдущий период эксплуатации месторождений по причинам не полного их геологического изучения.

Литература

1. Александров Б.Л., Дергунов Э.Н. О влиянии теплового поля в приствольной части скважины на данные электрометрии. // Экспресс-информация. – 1978. – №9. – С. 8–13.
2. Керимов И.А., Даукаев А.А., Бачаева Т.Х. Ресурсный потенциал месторождений нефти и газа Чеченской Республики // Современные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии Северного Кавказа. Том V. Коллективная монография. – Грозный. – 2016. – С. 124–131.
3. Кобранова В.Н. Физические свойства горных пород (петрофизика): учебное пособие для вузов. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 490 с.
4. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин. – М.: Недра, 1966. – 172 с.
5. Меркулов А.В. Коллекторские свойства аптских отложений продуктивных горизонтов площади Карабулак-Ачалуки. // Труды СевКавНИПИнефть. Вып. 4. Геология и нефтегазоносность Восточного Предкавказья. – Грозный. – 1968. – С. 30–36.
6. Методические указания по интерпретации к приборам серии Э. // А.Г. Барминский и др. – Грозный: СКТБ ПГ, 1979. – 68 с.
7. Минерально-сырьевые ресурсы Чеченской Республики. // Под ред. Керимова И.А., Аксенова Е.М. – Грозный: Грозненский рабочий, 2015. – 512 с.
8. Разработка методов выделения и оценки глубокозалегающих терригенных аптских коллекторов ЧИАССР по данным промысловой геофизики (окончательный отчет). // Н.В. Демушкина и др. – Грозный: СКТБ ПГ, 1980. – 419 с.
9. Хасанов М.А., Эзирбаев Т.Б. Петрофизические характеристики терригенных нижнемеловых продуктивных коллекторов Терско-Сунженской нефтегазоносной области как основа интерпретации данных ГИС. // Каротажник. – 2009. – №8(185). – С. 3–9.
10. Шнурман И.Г. Изучение терригенных коллекторов Предкавказья по результатам геофизических исследований скважин. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2003. – 397 с.
11. Эзирбаев Т.Б. Методика интерпретации данных ГИС в терригенных алеврито-глинистых и трещиноватых породах на примере отложений Терско-Сунженской нефтегазоносной области. // Автореферат на соискание ученой степени к.т.н. – М.: МГРИ, 2012а. – 29 с.
12. Эзирбаев Т.Б. Обоснование моделей каротажей пористости для альб-аптских отложений Терско-Сунженской нефтегазоносной области. // Геофизические методы исследования Земли и ее недр: Материалы VIII международной научно-практической конференции молодых специалистов «Геофизика 2011». 3-7 октября 2011. / Под ред. С.В. Аплонова, В.П. Кальварской, В.Н. Трояна. – СПб.: СПбГУ, 2012б. – С. 83–85.
13. Эзирбаев Т.Б. Обоснование моделей каротажей пористости для альб-аптских отложений Терско-Сунженской нефтегазоносной области. // Тезисы доклада на VIII международной научно-практической конференции молодых специалистов «Геофизика 2011». – СПб. – 2011. – С. 113–116.
14. Ямалханов И.А., Висмурадов А.В., Керимов И.А. Минерально-сырьевая база Чеченской Республики: ее состояние, проблемы и перспективы развития. // Современные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии Северного Кавказа. Материалы II Всероссийской научно-технической конференции. – Грозный: Академия наук Чеченской Республики, 2012. – С. 73–90.
15. Darwin V. Ellis, Julian M. Singer. Well logging for earth scientists. // Springer-Verlag New York Inc. – 2008.
16. Ezirbaev T.B., Khasanov M.A., Elzhaev A.S., Gatsaeva S.S.A. Determining reservoir type in lower cretaceous terrigenous sediments of Tersko-Sunzhensky oil and gas bearing region. // Proceedings of the International Symposium “Engineering and Earth Sciences: Applied and Fundamental Research” (ISEES 2018) International Symposium on Engineering and Earth Sciences. «Advances in Engineering Research». – 2018. – Pp. 471–474.
17. Kerimov I.A. Starogroznenskoye field: oil and gas production and seismic activity. // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering, IPDME 2018 – Transportation of Mineral Resources. “IOP Conference Series: Earth and Environmental Science”. – 2018. – Pp. 072004.
18. Luthi S. Geological Well Logs: Their Use in Reservoir Modeling. // Springer. – May 11, 2001. – 373 p.

19. Ruchko K., Kurgansky V.M. The results of interpretation the data of electric and pulsed neutron-neutron logging methods for the study of low-resistivity reservoirs, example is terrigenous sediments of the Dnieper-Donets basin. // Conference Proceedings, 14th EAGE International Conference on Geoinformatics – Theoretical and Applied Aspects, May 2015. – Pp. 1–5.

20. Waxman M.H., Smits L.J.M. Electrical conductivities in oil-bearing shaly sands. // Soc. Pet. Eng. Journal. - June, 1968. – Pp. 107–122.

References

1. Aleksandrov B.L., Dergunov E.N. About the influence of the thermal field in the near-wellbore part of the well on electrometry data. Express information. 1978. No. 9. pp. 8–13. (In Russ.)

2. Kerimov I.A., Daukaev A.A., Bachaeva T.Kh. Resource potential of oil and gas fields of the Chechen Republic. Modern problems of geology, geophysics and geoecology of the North Caucasus. Volume V. Collective monograph. Grozny. 2016. pp. 124–131. (In Russ.)

3. Kobranova V.N. Physical properties of rocks (petrophysics): a textbook for universities. Moscow. Gostoptekhizdat, 1962. 490 p. (In Russ.)

4. Latyshova M.G. A practical guide for interpreting diagrams of geophysical methods for researching wells. Moscow. Nedra, 1966. 172 p. (In Russ.)

5. Merkulov A.V. The reservoir properties of the Aptian deposits of the productive horizons of the Karabulak-Achaluki area. Proceedings of SevKavNIPIneft. Vol. 4. Geology and oil and gas potential of the Eastern Ciscaucasia. Grozny. 1968. pp. 30–36. (In Russ.)

6. Guidelines for the interpretation of the series E devices. A.G. Barminskii et al. Grozny. SKTB PG, 1979. 68 p. (In Russ.)

7. Mineral resources of the Chechen Republic. Ed. Kerimov I.A., Aksenov E.M. Grozny. Grozny worker, 2015. 512 p. (In Russ.)

8. Development of methods for isolating and evaluating deep-lying terrigenous Aptian reservoirs of the Chechen-Ingush Autonomous Soviet Socialist Republic according to the data of field geophysics (final report). N.V. Demushkin et al. Grozny. SKTB PG, 1980. 419 p. (In Russ.)

9. Khasanov M.A., Ezirbaev T.B. Petrophysical characteristics of terrigenous Lower Cretaceous productive reservoirs of the Tersk-Sunzhensk oil and gas region as the basis for the interpretation of GIS data. Logger. 2009. No. 8 (185). pp. 3–9. (In Russ.)

10. Shnurman I.G. Study of terrigenous collectors of the pre-Caucasus region based on the results of geophysical studies of wells. Krasnodar. Prosveschenie-Yug. 2003. 397 p. (In Russ.)

11. Ezirbaev T.B. Methodology for the interpretation of well log data in terrigenous silty-clayey and fractured rocks using the example of deposits of the Tersk-Sunzhensk oil and gas region. Ph.D Abstract. M. MGRI, 2012a. 29 p. (In Russ.)

12. Ezirbaev T.B. Substantiation of porosity log models for the Alb-Aptian deposits of the Tersk-Sunzhensk oil and gas region. Geophysical research methods of the Earth and its subsoil. Materials of the VIII International Scientific-Practical Conference of Young Specialists “Geophysics 2011”. October 3-7, 2011. Editors S.V. Aplonova, V.P. Kalvarkaya, V.N. Troyan. SPb. SPbU, 2012b. pp. 83–85. (In Russ.)

13. Ezirbaev T.B. Substantiation of porosity log models for the Alb-Aptian deposits of the Tersk-Sunzhensk oil and gas region. Abstracts of the report at the VIII International Scientific-Practical Conference of Young Specialists “Geophysics 2011”. SPb. 2011. pp. 113–116. (In Russ.)

14. Yamalkhanov I.A., Vismuradov A.V., Kerimov I.A. Mineral resources base of the Chechen Republic: its condition, problems and development prospects. Modern problems of geology, geophysics and geoecology of the North Caucasus. Proceedings of the II All-Russian Scientific and Technical Conference. Grozny. Academy of Sciences of the Chechen Republic, 2012. pp. 73–90. (In Russ.)

15. Darwin V. Ellis, Julian M. Singer. Well logging for earth scientists. Springer-Verlag New York Inc. 2008.

16. Ezirbaev T.B., Khasanov M.A., Elzhaev A.S., Gatsaeva S.S.A. Determining reservoir type in lower cretaceous terrigenous sediments of Tersko-Sunzhensky oil and gas bearing region. In: International Symposium “Engineering and Earth Sciences: Applied and Fundamental Research” (ISEES 2018) International Symposium on Engineering and Earth Sciences. “Advances in Engineering Research”. 2018. pp. 471–474.

17. Kerimov I.A. Starogroznenskoye field: oil and gas production and seismic activity. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science International Conference on Innovations and Prospects of Development of Mining Machinery and Electrical Engineering, IPDME 2018. Transportation of Mineral Resources. "IOP Conference Series: Earth and Environmental Science". 2018. pp. 072004.
18. Luthi S. Geological Well Logs: Their Use in Reservoir Modeling. Springer. May 11, 2001. 373 p.
19. Ruchko K., Kurgansky V.M. The results of interpretation the data of electric and pulsed neutron-neutron logging methods for the study of low-resistivity reservoirs, example is terrigenous sediments of the Dnieper-Donets basin. Conference Proceedings, 14th EAGE International Conference on Geoinformatics – Theoretical and Applied Aspects, May 2015. pp. 1–5.
20. Waxman M.H., Smits L.J.M. Electrical conductivities in oil-bearing shaly sands. Soc. Pet. Eng. Journal. June, 1968. pp. 107–122.