

УДК 550.3

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-1-38-50

Характеристика состояния и направления развития методического обеспечения изучения текстурно-неоднородных пород по данным геофизических исследований скважин

В. Г. Мамяшев, Е. В. Брюханова*

Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

**brjuhanovaev@tyuiu.ru*

Аннотация. Одними из наиболее сложных для изучения фильтрационно-емкостных свойств являются объекты, сложенные текстурно-неоднородными породами. Для подробного изучения методов исследования и моделирования такого рода коллекторов была дана характеристика состояния и осуществлен анализ методического обеспечения изучения текстурно-неоднородных пород по данным геофизических исследований скважин. В данной работе рассматриваются как фундаментальные подходы к моделированию текстурно-неоднородных пород, так и представления, которые не получили распространения среди специалистов. Проведя анализ существующих подходов к изучению и моделированию текстурно-неоднородных пород, на основе геологических классификаций, в частности работ Л. Н. Ботвинкиной, мы привели классификацию таких пород по типу неоднородности, а также по размеру неоднородности. В большинстве работ текстурная неоднородность рассматривается в виде слоистости, в настоящий момент изучаемые объекты сложены не только слоистыми породами, породы могут иметь косую, волнистую, сложную текстуру и т. д. Поэтому выделение таких пород в классификации позволит структурировать подход к изучению и моделированию объектов, сложенных текстурно-неоднородными породами.

Ключевые слова: геофизические исследования скважин, текстурно-неоднородные породы, удельное электрическое сопротивление

Для цитирования: Мамяшев В. Г. Характеристика состояния и направления развития методического обеспечения изучения текстурно-неоднородных пород по данным геофизических исследований скважин / В. Г. Мамяшев, Е. В. Брюханова. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-1-38-50 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 1. – С. 38–50.

Characteristics of the state and directions of development of methodological support for the study of textural heterogeneous rocks according to well logging data

Vener G. Mamyashev, Ekaterina V. Brjuhanova*

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**brjuhanovaev@tyuiu.ru*

Abstract. Heterogeneous rocks are among the most difficult objects to study reservoir properties. In order to study in detail the methods of research and model such reservoirs, a characteristic of the state was reduced and an analysis was carried out the methodological support for the study of textural heterogeneous rocks according to well logging data. In this article, both funda-

mental approaches to modeling textured heterogeneous rocks and concepts that haven't become widespread among specialists are considered. After analyzing the existing approaches to the study and modeling of textured heterogeneous rocks, based on geological classifications, in particular the works of L. N. Botvinkina, we have instilled in the type of work the classification of such rocks by heterogeneity. In addition, in most cases textural heterogeneity is considered as the form of true layering, objects at the moment are studying by layered rocks, rocks can haven't only oblique, wavy, complex texture, etc. Therefore, the classification approach to the study and modeling of objects, the allocation of such rocks to structure will allow exploring textural heterogeneous rocks.

Keywords: well testing, textural heterogeneous rocks, electrical resistivity

For citation: Mamyashev, V. G., & Brjuhanova, E. V. (2022). Characteristics of the state and directions of development of methodological support for the study of textural heterogeneous rocks according to well logging data. *Oil and Gas Studies*, (1), pp. 38-50. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-1-38-50

Введение

В последние 10–15 лет структура запасов нефти и газа в РФ неуклонно меняется в сторону увеличения доли трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ). В настоящее время их доля составляет около 60–66 %. Большая часть таких запасов приурочена к текстурно-неоднородным породам, что определяет актуальность их изучения.

Первые работы в направлении изучения неоднородных объектов, в частности слоистой пачки пород, были начаты в СССР еще в 1932–1936 годах (Л. М. Альпин, М. Л. Озерская, В. Н. Дахнов и др.). Вопросы методического обеспечения изучения текстурно-неоднородных пород по данным ГИС рассматривались в работах многих отечественных ученых: В. Н. Дахнова, В. П. Журавлева, М. Г. Латышевой, Я. Н. Басина, Р. А. Резванова, Г. М. Залоевой, В. Г. Мамяшева, В. А. Ефимова, А. В. Мальшакова, Е. О. Белякова, А. В. Акинъшина и многих других. Среди зарубежных ученых следует отметить работы таких авторов, как Н. G. Doll, G. E. Archie, E. C. Thomas, S. J. Stieber, J. D. Klein, P. R. Martin, D. F. Allen и др.

Методы

В начале пятидесятых годов прошлого столетия В. Н. Дахнов [1] для характеристики электрических свойств слоистой пачки, представленной чередованием прослоев двух литологических разностей пород, предложил применение эквивалентных уравнений электрических сопротивлений параллельно и последовательно соединенных проводников. Им были обоснованы следующие представления этих уравнений применительно к удельным электрическим сопротивлениям (УЭС) слоистой пачки пород в направлении, параллельном слоистости ($\rho_{\parallel}$), и осредненных УЭС слоев ($\rho_{\text{гл}}$ и $\rho_{\text{пч}}$), составляющих эту слоистую пачку

$$\frac{1}{\rho_{\parallel}} = \frac{\chi_{\text{гл}}}{\rho_{\text{гл}}} + \frac{\chi_{\text{пч}}}{\rho_{\text{пч}}} = \frac{\chi_{\text{гл}}}{\rho_{\text{гл}}} + \frac{(1-\chi_{\text{гл}})}{\rho_{\text{пч}}}. \quad (1)$$

В общем случае это могли быть прослои неколлекторов (глинисто-аргиллитовых или плотных пород) и коллекторов (песчано-алевритовых

или иных пород). В уравнении (1) $\chi_{пч}$ и $\chi_{гл}$ — относительные линейные (или объемные доли) толщин прослоев «коллекторов-песчаников» и «неколлекторов-глин» в слоистой пачке; при этом $\chi_{пч} = 1 - \chi_{гл}$. Коэффициенты пористости ($K_{п}$) и нефтегазонасыщенности ($K_{нг}$) такой породы определяются следующими уравнениями:

$$K_{п} = K_{пч} \cdot (1 - \chi_{гл}) + K_{пгл} \cdot \chi_{гл}, \quad (2)$$

$$K_{нг} = K_{нг.пч} \cdot (1 - \chi_{гл}), \quad (3)$$

где $K_{пч}$ и $K_{пгл}$ — осредненные значения коэффициентов пористости прослоев коллекторов и неколлекторов; $K_{нг.пч}$ — осредненное значение коэффициента нефтегазонасыщенности прослоев коллекторов. Определение коэффициента $K_{нг.пч}$ основывалось на уравнении Дахнова — Арчи, приведенном к следующему виду:

$$P_n = \frac{\rho_{пч}}{\rho_{впч}} = \frac{a_n}{K_{нг.пч}^n}, \quad (4)$$

где $\rho_{пч}$ и $\rho_{впч}$ — УЭС прослоев коллекторов в случае их нефтегазонасыщенности и полной водонасыщенности, соответственно; a_n и n — эмпирические константы, определяемые структурой токопроводящего пространства прослоев коллекторов. По аналогии предполагалось, что УЭС слоистой пачки пород в направлении, перпендикулярном слоистости ($\rho_{п}^{\perp}$), может быть представлено как

$$\rho_{п}^{\perp} = \rho_{гл} \cdot \chi_{гл} + \rho_{пч} \cdot (1 - \chi_{гл}). \quad (5)$$

В случае собственной анизотропии УЭС прослоев коллекторов и неколлекторов предполагалось учитывать ее в уравнениях (1) и (2).

В обобщенном виде модель УЭС слоистой пачки, описанная уравнениями (1)–(3), получила название уравнения Дахнова — Комарова и стала основой при изучении слоисто-неоднородных пород с плоскопараллельной слоистостью. В случае, когда слоистая пачка вскрыта под углом α к оси скважины, то сопротивление такой пачки определяется как

$$\rho_{п}^{\parallel} = \frac{\rho_m}{\sqrt{1 + (\lambda^2 - 1) \cdot \cos \alpha}}, \quad (6)$$

где α — угол между плоскостью слоистости и осью скважины, для анизотропного пласта с коэффициентом анизотропии $\lambda = \sqrt{\rho_{п}^{\perp} / \rho_{п}^{\parallel}}$ и среднегеометрическим УЭС, равным $\rho_m = \sqrt{\rho_{п}^{\parallel} \cdot \rho_{п}^{\perp}}$.

Результаты

Одно из ограничений практической реализации модели Дахнова — Комарова связано с представлением слоистой пачки, состоя-

щей из прослоев «чистых» песчаников и «чистых» глин. Позже для такой же слоистой пачки Г. Г. Доллем [2] было дано теоретическое обоснование возможности определения линейной доли глинистых прослоев с использованием метода потенциалов собственной поляризации (ПС):

$$\alpha_{\text{ПС}} = \frac{\lg \frac{B+u}{B+1}}{\lg u} = \frac{\lg \frac{\rho_{\text{П,ГЛ}}}{\rho_{\text{ПП,ГЛ}}}}{\lg \frac{\rho_{\text{П}}}{\rho_{\text{ПП}}}}, \quad (7)$$

$$\text{где } B = \frac{\chi_{\text{ГЛ}}}{1-\chi_{\text{ГЛ}}} \frac{\rho_{\text{П}}}{\rho_{\text{ГЛ}}} = \frac{\frac{\chi_{\text{ГЛ}}}{\rho_{\text{ГЛ}}}}{\frac{1-\chi_{\text{ГЛ}}}{\rho_{\text{П}}}} = \frac{G_{\text{ГЛ}}}{G_{\text{П}}} \quad (8)$$

$$\text{и } \frac{B+u}{B+1} = \frac{\frac{\chi_{\text{ГЛ}}}{\rho_{\text{ГЛ}}} + \frac{1-\chi_{\text{ГЛ}}}{\rho_{\text{ПП}}}}{\frac{\chi_{\text{ГЛ}}}{\rho_{\text{ГЛ}}} + \frac{1-\chi_{\text{ГЛ}}}{\rho_{\text{П}}}} = \frac{\rho_{\text{П,ГЛ}}}{\rho_{\text{ПП,ГЛ}}}, \quad (9)$$

где $\alpha_{\text{ПС}}$ — относительная амплитуда ПС; параметр B представляет собой отношение полных электропроводностей глинистых $G_{\text{ГЛ}}$ и песчаных $G_{\text{П}}$ прослоев; $u = \rho_{\text{П}}/\rho_{\text{ПП}}$ — отношение удельных сопротивлений песчаных прослоев в неизменной части их и в полностью промытой зоне. Примеры расчетов зависимостей $\alpha_{\text{ПС}} = f(\chi_{\text{ГЛ}})$ с помощью этих уравнений приведены, в частности, в работах Б. Ю. Вендельштейна [3].

По результатам лабораторного моделирования диффузионно-адсорбционной активности слоистой пачки применительно к условиям пластов ВК₁₋₃ Краснотеннинского свода В. Г. Мамяшевым (ЗапСибНИИ-Геофизика, 1985 г.) была получена экспериментальная зависимость вида $\alpha_{\text{ПС}} = f(\chi_{\text{ГЛ}})$ [4]. В оценках как теоретических, так и экспериментальной зависимости было отмечено, что реальные условия формирования потенциалов ПС в слоистых пачках могут существенно отличаться от условий как теоретических, так и экспериментальных моделей. По этой причине, несмотря на очевидность зависимости относительной амплитуды ПС от доли глинистых прослоев, положение ее для конкретных скважинных условий не удастся смоделировать с нужной достоверностью. Наилучшие результаты получаются при сопоставлении попластовых значений относительной амплитуды ПС ($\alpha_{\text{ПС}}$) с относительной долей прослоев глин $\chi_{\text{ГЛ}}$, если ее удастся определить непосредственно по замерам толщин прослоев глин на полноразмерной колонке керна.

В этой же работе была предложена трансформация уравнений (1)–(3) и уравнения (5) к следующему виду:

$$\frac{\rho_{\text{П}}^{\parallel}}{\rho_{\text{ГЛ}}^{\parallel}} = \frac{\mu^{\parallel}}{\chi_{\text{ГЛ}}(1+\mu^{\parallel})-1} \quad (10)$$

$$\text{и } \frac{\rho_{\text{П}}^{\perp}}{\rho_{\text{ГЛ}}^{\perp}} = \chi_{\text{ГЛ}} + \mu^{\perp}(1 - \chi_{\text{ГЛ}}), \quad (11)$$

$$\frac{W}{K_{\text{ПГЛ}}} = \frac{K_{\text{П,ГЛ}} \cdot \chi_{\text{ГЛ}} + (1-\chi_{\text{ГЛ}}) \cdot W_{\text{ПЧ}}}{K_{\text{ПГЛ}}}, \quad (12)$$

где $\mu^{\parallel} = \frac{\rho_{пч}^{\parallel}}{\rho_{гг}^{\parallel}}$ и $\mu^{\perp} = \frac{\rho_{пч}^{\perp}}{\rho_{гг}^{\perp}}$, а $\rho_{пч}^{\parallel}$, $\rho_{пч}^{\perp}$, $\rho_{гг}^{\parallel}$ и $\rho_{гг}^{\perp}$ — УЭС прослоев песчаников и глин параллельно и перпендикулярно слоистости.

Графическое представление решения этих уравнений, рассчитанное для условий пластов ВК₁₋₃ Красноленинского свода, приведено на рисунке 1.

До недавнего времени комплекс геофизических исследований скважин (ГИС) обеспечивал возможности измерения УЭС только в направлении, перпендикулярном оси скважины, то есть обеспечивал измерение $\rho_{п}^{\perp}$. По этой причине в варианте, приведенном на рисунке 1, расчет был выполнен для условия $\rho_{гг}^{\perp} = \rho_{гг}^{\parallel}$. Если известен коэффициент анизотропии прослоев глин, то сопротивление их в направлении, перпендикулярном слоистости, можно рассчитать как

$$\rho_{гг}^{\perp} = \lambda^2 \cdot \rho_{гг}^{\parallel}.$$

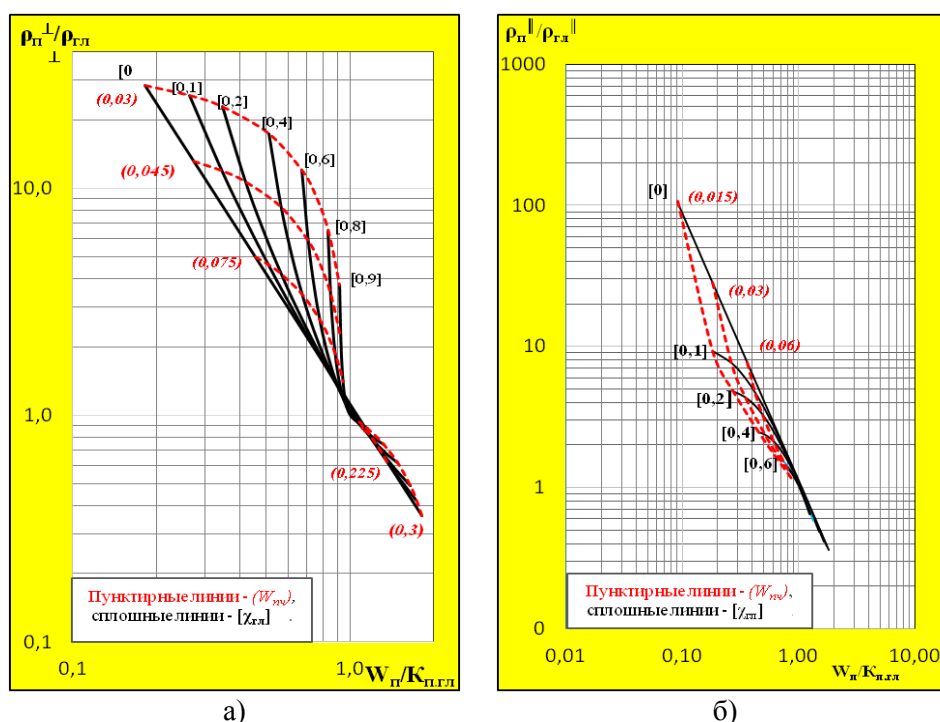


Рис. 1. Палетки сопоставлений отношений сопротивлений $\rho_{п}^{\parallel}/\rho_{гг}^{\parallel}$ (а) и $\rho_{п}^{\perp}/\rho_{гг}^{\perp}$ (б) от отношения $W_{п}/K_{п,гг}$ рассчитанные при $K_{пг} = 16,5\%$, $\rho_{гг} = 5$ Ом·м, $K_{пч} = 30\%$, $\rho_{пч} = 1,8$ Ом·м и зависимости $R_H = \frac{1}{K_{пг,пч}^{1,88}}$, по данным [4]

В рассматриваемом представлении модели параллельно-слоистых пород решение системы уравнений (10) и (11), при всех прочих известных параметрах, входящих в них, позволяет рассчитать долю прослоев глин ($\chi_{гг}$). С учетом этого обеспечивается определение объемной водонасыщенности песчаных прослоев ($W_{пч}$) и далее — расчеты средних значений коэффициента нефтегазонасыщенности всего пласта $K_{нг} = 1 - W_{п}/K_{п}$.

Еще одним направлением в развитии методики Дахнова — Комарова стала модель, которую в своей работе в конце девяностых годов представили J. D. Klein, P. R. Martin и D. F. Allen [5]. Она была реализована в виде диаграммы (рис. 2), получившей название «палетка Клейна».

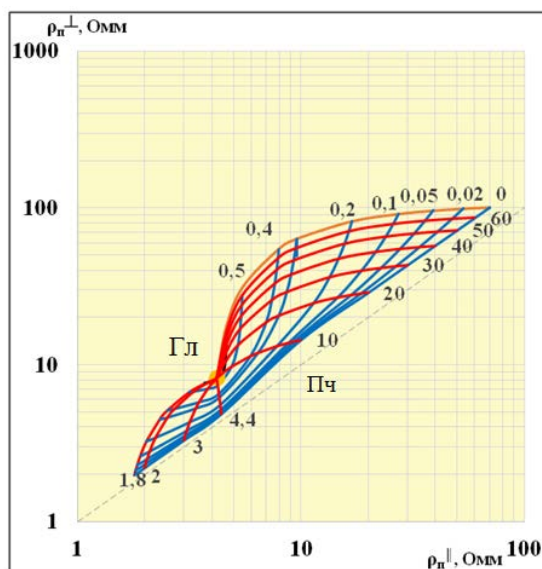
Ее особенностью является прямое сопоставление УЭС пласта в направлениях по напластованию и поперек ему ($\rho_{\text{п}}^{\parallel}$ и $\rho_{\text{п}}^{\perp}$), рассчитанных с помощью очевидных трансформаций уравнений (1) и (5):

$$\rho_{\text{п}}^{\parallel} = \frac{\rho_{\text{гл}}^{\parallel} \cdot \rho_{\text{пч}}^{\parallel}}{(1 - \chi_{\text{гл}}) \cdot \rho_{\text{гл}}^{\parallel} + \chi_{\text{гл}} \cdot \rho_{\text{пч}}^{\parallel}}. \quad (13)$$

$$\rho_{\text{п}}^{\perp} = \rho_{\text{пч}}^{\perp} (1 - \chi_{\text{гл}}) + \chi_{\text{гл}} \rho_{\text{гл}}^{\perp} = \rho_{\text{пч}}^{\parallel} \lambda^2 (1 - \chi_{\text{гл}}) + \chi_{\text{гл}} \rho_{\text{гл}}^{\perp}. \quad (14)$$

Рис. 2. Палетка Клейна, рассчитанная для значений $\rho_{\text{гл}}^{\perp} = 8 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\rho_{\text{гл}}^{\parallel} = 4,2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ и УЭС полностью водонасыщенных прослоев песчаников $\rho_{\text{пч}}^{\perp} = 2,0 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\rho_{\text{пч}}^{\parallel} = 1,8 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Красные линии соответствуют сопротивлению прослоев песчаника; синие — доле глинистых прослоев в пачке; пунктир — линия равных значений сопротивлений



Палетка Клейна дает графическое представление рассматриваемой модели. Это облегчает визуальный контроль обоснования опорных значений УЭС для прослоев «глин» и «песчаников» (на рисунке 2 это точки «Гл» и «Пч»). Обеспечивается определение доли глинистых прослоев $\chi_{\text{гл}}$ и УЭС песчаных прослоев $\rho_{\text{пч}}^{\parallel}$. Соответственно, с применением экспериментальной зависимости вида (4) обеспечивается определение коэффициента нефтегазонасыщенности песчаных прослоев $K_{\text{нг.пч}}$ и пласта в целом.

Еще одно из направлений изучения текстурно-неоднородных песчано-глинистых пород связано с анализом сопоставлений пористости и объемной глинистости ($K_{\text{п}} - K_{\text{гл}}$). Модель такого сопоставления для пород с дисперсной глинистостью (не содержащих карбонатного цемента) была рассмотрена В. Н. Кобрановой (1962 г.) [6]. Затем она получила развитие в моделях, предложенных В. Н. Дахновым, Б. Ю. Вендельштейном и Р. А. Резвановым [7–11] для пород, содержащих как дисперсную, так и слоистую глинистости. Целью этого направления также было обоснование содержания доли прослоев глин и глинистости песчаных прослоев альтер-

нативным способом. Суть таких моделей определяется уравнением материального баланса, понятиями пористости скелета ($K_{пск}$) и относительной глинистости ($\eta_{гл}$)

$$1 = K_{гл} + K_{п} + K_{п-а}; K_{пск} = K_{гл} + K_{п} \text{ и } \eta_{гл} = K_{гл} / K_{пск}, \quad (15)$$

где $K_{п-а}$ — содержание псаммоалевритовых (скелетных) фракций в породе; $K_{гл} = K_{гл.д} + K_{гл.с}$, представляет собой сумму дисперсной ($K_{гл.д}$) и слоистой ($K_{гл.с}$) глинистости. Из уравнения материального баланса следует, что максимальное значение объемной глинистости пород определяется условием $K_{гл} = 1 - K_{п} - K_{п-а}$. Следовательно, даже при $K_{п-а} = 0$, то есть в идеальной чистой глине, должно выполняться условие $K_{гл} < 100 \%$.

Один из примеров реализации такой модели «пористость — глинистость» приведен в работе [8]. В ней обоснованы обобщенные зависимости относительной пористости ($K_{п}/K_{по}$) от объемной глинистости песчано-глинистых пород для основных нефтегазоносных комплексов, состоящих осадочный чехол Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Величина $K_{по}$ равна наиболее вероятной максимальной пористости «чистых» песчаников в пределах каждого нефтегазоносного комплекса. Анализ обобщенной модели показал, что наиболее вероятные значения «граничной» глинистости коллекторов ($K_{гл.д}$) составляют от 18–20 % в сеномане до 12–14 % в коллекторах юрского возраста. Содержание псаммоалевритового материала в «чистых» глинистых пластах-покрышках в разрезе осадочного чехла составляет не менее 13–15 % от объема породы. Соответственно, максимальная объемная глинистость пластов «чистых» глин составляет 50–55 % в сеномане и возрастает до 60–65 % в юре [12].

На рисунке 3 приведен фрагмент такой модели для пород, состоящих из газовых залежи сеноманского комплекса. Значение $K_{по} = K_{пск}$ для этих пород принято равным 40 %. Участок линии «А» до области «Б» представляет зависимость относительной пористости от дисперсной глинистости ($K_{гл.д}$) пород. Линия 1 представляет модель слоистой породы, сложенной прослоями чистых песчаников от точки с координатами $K_{п}/K_{по} = 1$, $K_{гл} = 0 \%$, в которой $\chi_{гл} = 0$, до точки «В» с координатами $K_{п}/K_{по} = 0,62$, $K_{гл} = 55 \%$, в которой $\chi_{гл} = 1$. Эта линия разбита на десять равных отрезков, соответствующих доле глинистых прослоев $\chi_{гл}$ от 0,1 до 1. Линии 2–4 (голубого цвета) представляют модель слоистой породы, сложенной прослоями с соответствующими параметрами $K_{п}/K_{по}$ и $K_{гл}$. Так, например, линия 3 соответствует слоистой породе, сложенной прослоями «песчаников» ($K_{п}/K_{по} = 0,8$, $K_{гл} = 4 \%$) и «глин» ($K_{п}/K_{по} = 0,56$, $K_{гл} = 37 \%$). Условие взаимной параллельности линий 1–4 не является очевидным. Можно предположить, что с ростом общей глинистости они будут стремиться к сближению — сходиться в области базальной глинистости «Б». Вблизи нее понятия дисперсной и слоистой глинистости теряют физический смысл.

Глины, как породы, выделяют по весовому содержанию в них глинистой фракции ($\varnothing < 0,01\text{мм}$) $C_{гл} > 50 \%$. При пересчете к объемной глинистости область глин выделяется значениями $K_{гл}$, превышающими положение линии «С».

Предполагается, что при установленных для пласта значениях K_p , $K_{по}$ и $K_{гл}$ имеется возможность по точке пересечения координаты $K_p/K_{по}$ с линией «А» оценить содержание дисперсной глинистости.

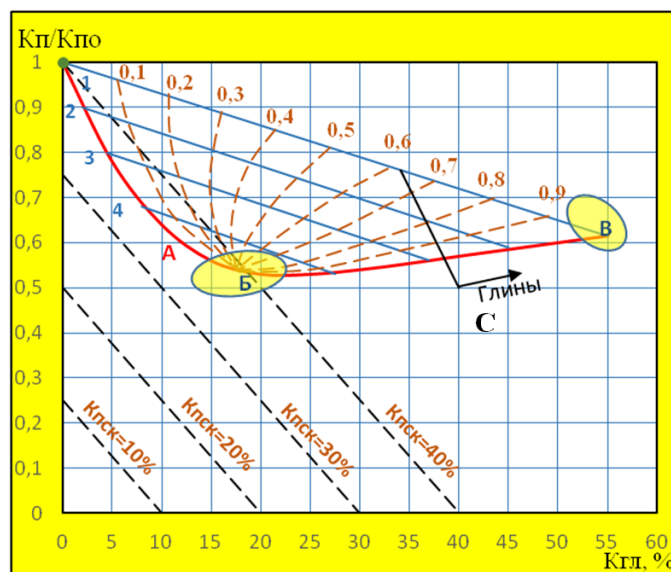


Рис. 3. Модель сопоставления пористости и глинистости:

А — линия зависимости относительной пористости ($K_p/K_{по}$) от дисперсной глинистости при $K_{по} = 40\%$; Б — область базальной глинистости; В — область предельной глинистости «чистых» глин; шифр пунктирных линий — $\chi_{гл}$.

По точкам с координатами $K_p/K_{по}$ и $K_{гл}$ имеется возможность оценки значений $\chi_{гл}$ и средних параметров (K_p , $K_{гл}$) прослоев «песчаников» и «глин» в слоистом пласте. Положение линий 1–4 демонстрирует изменение пористости и глинистости прослоев пород, обусловленное условиями формирования осадков [13], в частности уменьшением толщин прослоев пород в направлении от линии 1 к линии 4. Практическое применение рассматриваемой модели сочетания дисперсной и слоистой глинистости ограничивается полуколичественными оценками перечисленных выше параметров. Это ограничение обусловлено весьма сложным характером влияния глинистости на пористость пород, на фоне вариацией грансостава, степени сортировки зерен пород и пористости скелета. В приведенном примере пористость скелета плохо отсортированных алевритистых слабоглинистых пород с дисперсной глинистостью может составить до $K_{пск} = 21 \div 24\%$, соответственно, $K_p/K_{по} = 0,525 \div 0,6$ при $K_{гл} < 10\%$. Очевидно, что такие сопоставления желательно дифференцировать по пористости скелета пород.

Непременным условием обоснования моделей «пористость — глинистость» является выполнение условия, определяемого уравнением материального баланса. В ряде известных моделей оно не выполняется. В частности, в модели Томаса — Штойбера [14], получившей широкое применение в практике работ западных и ряда отечественных специалистов, одна из опорных точек модели соответствует значению $K_{гл} = 100\%$, что с очевидностью недопустимо. Игнорирована в ней и зависимость свойств про-

слоев глин и песчаников от толщин этих прослоев [15]. Кроме того, роль скелетной компоненты, приписываемая структурной глинистости, также противоречит условию материального баланса (15) и существующим геологическим представлениям.

Оригинальная модель породы, включающая скелетную компоненту, «структурную» и «рассеянную» глинистость и поровые компоненты представленная группой авторов: Я. Н. Басиным, В. А. Новгородовым, А. А. Чередниченко и др. [16], не получила широкого признания вследствие недостаточной обоснованности введенных понятий глинистости и описания ее системой линейных петрофизических уравнений, не позволяющей учитывать изменения свойств компонент породы при изменении ее литологии и фильтрационно-емкостных свойств.

Попытки обоснования моделей УЭС текстурно-неоднородных пород с применением уравнения Ханнаи — Бруггемана [17], а также с применением теории перколяции [18] также оказались недостаточно результативными.

Технологии исследования параметров слоисто-неоднородных пород претерпели преобразования, связанные с применением средств компьютерной обработки фотоизображений керна с целью обоснования доли глинистых и песчаных прослоев и характеристики их толщин (А. В. Акиншин [19] и др.). Современные системы фотодокументации керна позволяют сделать это не только по продольным срезам колонки керна, но по фотоизображениям развертки цилиндрической поверхности ее.

Существенное значение имеют выделения в общем многообразии текстурно-неоднородных пород группы квазиоднородных разностей и обоснование методики их исследований (В. Г. Мамяшев, 1985 г. [4]).

Несмотря на значительные объемы и результаты упомянутых выше исследований, они касаются только одной из разновидностей текстурной неоднородности — это породы с плоскопараллельной слоистостью. Петрофизические основы их исследования ограничены моделью Дахнова — Комарова. В действительности геологические объекты, в том числе и объекты ТРИЗ, имеют чрезвычайно широкий спектр типов текстурной неоднородности. Наиболее полная геологическая характеристика и литологическая классификация текстурно-неоднородных пород представлена в работах Л. Н. Ботвинкиной, обобщенных в монографии [15]. Из анализа их следует, что для целей петрофизического моделирования и методического обеспечения изучения всего многообразия текстурно-неоднородных осадочных пород по данным ГИС необходима систематизация их по типам текстурной неоднородности и по размерам (толщинам, объемной доле) этих неоднородностей [20]. Влияние текстурных особенностей осадочных пород наиболее заметно на показания методов кажущегося и эффективного электрического сопротивлений и акустического каротажа, реагирующих на анизотропию соответствующих свойств пород.

Выводы

С учетом изложенных представлений для петрофизического моделирования электрических и упругих (акустических) характеристик свойств рассматриваемых объектов необходимо выделение пород со следующими типами текстур:

- 1) плоско-параллельной слоистостью (горизонтальной — по Л. Н. Ботвинкиной);
- 2) прочими типами слоистости (волнистой, косой, перекрестно-косой, косоволнистой и др.);
- 3) с линзовидно-слоистой текстурой, в сочетании с предыдущим типом текстуры.

По размерам неоднородностей целесообразно выделить следующих типов текстурно-неоднородных пород:

- 1) однородных и квазиоднородных, толщины (объем) любых неоднородностей которых не превышают 10–12 % от размеров образцов, предназначенных для проведения петрофизических исследований;
- 2) микroneоднородных, толщины (объем) любых неоднородностей которых составляют от 12 до 88 % от размеров (объемов) лабораторных образцов;
- 3) мезонеоднородные, толщины (объем) любых неоднородностей которых превышают 88 % от размеров (объемов) лабораторных образцов.

Предложенная типизация распространяется на породы, состоящие из сочетания перечисленных выше типов слоев (двух и трех литологических неоднородностей), и является очередным шагом в направлении структурирования различных видов текстурно-неоднородных пород и их петрофизического моделирования.

Список источников

1. Дахнов, В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин : учебное пособие / В. Н. Дахнов. — Москва : Гостоптехиздат, 1955. — 492 с. — Текст : непосредственный.
2. Доль, Г. Г. Потенциалы СП в глинистых песках / Г. Г. Доль. — Текст : непосредственный // Вопросы промысловой геофизики : сборник статей / Под редакцией В. Н. Дахнова ; перевод с английского. — Москва : Гостоптехиздат, 1957. — С. 308–329.
3. Вендельштейн, Б. Ю. Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов / Б. Ю. Вендельштейн. — Москва : Недра, 1966. — 206 с. — Текст : непосредственный.
4. Мамяшев, В. Г. Петрофизическое обеспечение определения объемного остаточного водонасыщения сложно построенных коллекторов / В. Г. Мамяшев, И. Г. Глазунов. — Тюмень, 1988. — 4 с. — (Информ. листок о науч.-техн. достижении / ОЦНТИ ВИЗМС; № 36–88). — Текст : непосредственный.
5. Klein, J. D. The Petrophysics of Electrically Anisotropic Reservoirs / J. D. Klein, P. R. Martin, D. F. Allen. — Text : electronic // SPWLA 36th Annual Logging Symposium. — June 26–29, 1995. — URL: <https://onepetro.org/SPWLAALS/proceedings-abstract/SPWLA-1995/All-SPWLA-1995/SPWLA-1995-HH/19205>. — Published: June, 26, 1995.
6. Кобранова, В. Н. Физические свойства горных пород : (петрофизика) : учебное пособие / В. Н. Кобранова ; под редакцией В. Н. Дахнова. — Москва : Гостоптехиздат, 1962. — 490 с. — Текст : непосредственный.
7. Вендельштейн, Б. Ю. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов : (при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений) / Б. Ю. Вендельштейн, Р. А. Резванов. — Москва : Недра, 1978. — 318 с. — Текст : непосредственный.
8. Мамяшев, В. Г. Петрофизические модели пород осадочного чехла Западно-Сибирской равнины / В. Г. Мамяшев. — Текст : непосредственный // Обоснование параметров подсчета запасов нефти и газа в отложениях Западной Сибири. Материалы совещания-семинара, г. Тюмень, 4–5 декабря 2014 г. / Под редакцией В. Г. Мамяшева. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. — С. 125–145.

9. Костерина, В. А. Разделение терригенных коллекторов по характеру распределения в них глинистого материала / В. А. Костерина, М. В. Кулапова. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2010. – № 5. – С. 18–23.
10. Резванов, Р. А. Некоторые мифы в каротаже / Р. А. Резванов. – Текст : непосредственный // Геофизика. – 2004. – Специальный выпуск. – С. 60–64.
11. Дахнов, В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин : учебник для вузов / В. Н. Дахнов. – 2-е изд., перераб. – Москва : Недра, 1982. – 448 с. – Текст : непосредственный.
12. Измайлов, К. К. Обобщенная модель сопоставления «пористость — глинистость» терригенных осадочных пород Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / К. К. Измайлов. – Текст : непосредственный // Инновации в геологии, геофизике, географии. Материалы 3-й Международной научно-практической конференции — 2018, г. Севастополь, 04–07 июля 2018 г. – Москва : Перо, 2018. – С. 61–62.
13. Мамяшев, В. Г. Методологические основы петрофизических исследований разрезов, представленных породами неоднородного строения / В. Г. Мамяшев. – Текст : непосредственный // Международная научно-практическая конференция «Современные технологии нефтегазовой геофизики», г. Тюмень, 17–18 мая 2018 г. / Под редакцией В. Г. Мамяшева. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2018. – С. 102–107.
14. Thomas, E. C. The Distribution of Shale in Sandstones and its effect upon Porosity / E. C. Thomas, S. J. Stieber. – Text : electronic // SPWLA 16th Annual Logging Symposium, New Orleans, Louisiana, June, 1975. – URL: <https://onepetro.org/SPWLAALS/proceedings-abstract/SPWLA-1975/All-SPWLA-1975/SPWLA-1975-T/20024>. – Published: June, 04, 1975.
15. Ботвинкина, Л. Н. Методическое руководство по изучению слоистости / Л. Н. Ботвинкина. – Москва : Наука, 1965. – 265 с. – Текст : непосредственный.
16. Методы радиоактивного и электрического каротажа при определении подсчетных параметров в песчано-глинистых полимиктовых разрезах / Я. Н. Басин, В. А. Новгородов, М. Г. Злотников [и др.]. – Москва : ВИЭМС, 1983. – 48 с. – Текст : непосредственный.
17. Ефимов, В. А. Петрофизические модели сложно-построенных глинистых коллекторов для оценки их нефтегазонасыщения по данным электрометрии скважин (на примере нижнемеловых отложений Среднего Приобья) : специальность 04.00.12 «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук / Ефимов Виктор Абрамович. – Тюмень, 1984. – 24 с. – Место защиты : Тюменский индустриальный институт им. Ленинского комсомола. – Текст : непосредственный.
18. Перколяционные представления о механизме образования остаточной нефтенасыщенности полимиктовых коллекторов при их заводнении / А. В. Мальшаков, В. А. Ефимов, Е. А. Романова, В. В. Гузеев. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 4. – С. 70–74.
19. Акиньшин, А. В. Метод определения площади текстурных компонентов на фототрафиях керна текстурно-неоднородной горной породы / А. В. Акиньшин. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 1. – С. 28–31.
20. Брюханова, Е. В. Петрофизические критерии типизации пород неоднородного строения / Е. В. Брюханова. – Текст : непосредственный // Инновации в геологии, геофизике, географии. Материалы 3-й Международной научно-практической конференции — 2018, г. Севастополь, 04–07 июля 2018 г. – Москва : Перо, 2018. – С. 30–32.

References

1. Dakhnov, V. N. (1955). Interpretatsiya rezul'tatov geofizicheskikh issledovaniy skvazhin. Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 492 p. (In Russian).
2. Dol, G. G. Potentials of the joint venture in clay sands. Proceedings of the Questions of field geophysics Conference. Moscow, 1957, pp. 308–329. (In Russian).
3. Vendelstein, B. Yu. (1966). Issledovanie razrezov neftnykh i gazovykh skvazhin metodom sobstvennykh potentsialov. Moscow, Nedra Publ., 206 p. (In Russian).
4. Mamyashev, V. G., & Glazunov, I. G. (1988). Petrofizicheskoe obespechenie opredeleniya ob'emnogo ostatochnogo vodonasyscheniya slozhno postroennykh kolektorov. Information leaflet about scientific and technical achievement. OTSNTI VIZMS; No 36–88. Tyumen, 4 p. (In Russian).

5. Klein, J. D., Martin, P. R., & Allen, D. F. (1995). The Petrophysics of Electrically Anisotropic Reservoirs. SPWLA 36th Annual Logging Symposium, June 26-29, 1995. (In English). Available at: <https://onepetro.org/SPWLAALS/proceedings-abstract/SPWLA-1995/All-SPWLA-1995/SPWLA-1995-HH/19205>
6. Kobranova, V. N. (1962). Fizicheskie svoystva gornyx porod: (petrofizika). Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 490 p. (In Russian).
7. Vendelstein, B. Yu., & Rezvanov, R. A. (1978). Geofizicheskie metody opredeleniya parametrov neftegazovykh kollektorov: (pri podschete zapasov i proektirovanii razrabotki mestorozhdeniy). Moscow, Nedra Publ., 318 p. (In Russian).
8. Mamyashev, V. G. (2014). Petrofizicheskie modeli porod osadochnogo chekhla Zapadno-Sibirskoy ravniny. Proceedings of the Substantiation of parameters for calculating oil and gas reserves in deposits of Western Siberia conference. Tyumen, December, 4-5, 2014. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., pp. 125-145. (In Russian).
9. Kosterina, V. A., & Kulapova, M. V. (2010). Classification of terrigenous reservoir by clays distribution character. Russian Geophysics, (5), pp. 18-23. (In Russian).
10. Rezvanov, R. A. (2004). Some myths in logging. Russian Geophysics, Special Issue, pp. 60-64. (In Russian).
11. Dakhnov, V. N. m(1982). Interpretatsiya rezul'tatov geofizicheskikh issledovaniy razrezov skvazhin. 2nd edition, revised. Moscow, Nedra Publ., 448 p. (In Russian).
12. Izmaylov, K. K. (2018). Obobshchennaya model' sopostavleniya "poristost' - glinistost'" terrigennykh osadochnykh porod Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provintsii. Proceedings of the Innovations in geology, geophysics, geography conference, Sevastopol, July, 04-07, 2018. Moscow, Pero Publ., pp. 61-62. (In Russian).
13. Mamyashev, V. G. (2018). Metodologicheskie osnovy petrofizicheskikh issledovaniy razrezov, predstavlenykh porodami neodnorodnogo stroeniya. Proceedings of the International Scientific and Practical Conference "Modern technologies of oil and gas geophysics". Tyumen, May, 17-18, 2018. Tyumen, Tyumen State Oil and Gas University Publ., pp. 102-107. (In Russian).
14. Thomas, E. C., & Stieber, S. J. (1975). The Distribution of Shale in Sandstones and its effect upon Porosity.SPWLA 16th Annual Logging Symposium, New Orleans, Louisiana, June 1975. (In English). Available at: <https://onepetro.org/SPWLAALS/proceedings-abstract/SPWLA-1975/All-SPWLA-1975/SPWLA-1975-T/20024>
15. Botvinkina, L. N. (1965). Metodicheskoe rukovodstvo po izucheniyu sloistosti. Moscow, Nauka Publ., 265 p. (In Russian).
16. Basin, Ya. N., Novgorodov, V. A., Zlotnikov, M. G., Feldman, A. Ya., & Cherednichenko, A. A. (1983). Metody radioaktivnogo i elektricheskogo karotazha pri opredelenii podschetykh parametrov v peschano-glinistyykh polimiktovykh razrezakh. Moscow, VIEMS Publ., 48 p. (In Russian).
17. Efimov, V. A. (1984). Petrofizicheskie modeli slozhno-postroennykh glinistyykh kollektorov dlya otsenki ikh neftegazonasyshcheniya po dannym elektrometrii skvazhin (na primere nizhnemelovykh otlozheniy Srednego Priob'ya). Avtoref. diss. ... kand. geol.-mineral. nauk. Tyumen, 24 p. (In Russian).
18. Malshakov, A. V., Efimov, V. A., Romanova, E. A., & Guzeev, V. V. (2006). Percolation conceptions about the mechanism of formation of residual oil saturation of polymictic reservoirs at their flooding. Oil Industry, (4), pp. 70-74. (In Russian).
19. Akinshin, A. V. (2016). A method for determining the area of texture components on photos of core samples of textural inhomogeneous rocks. Oil Industry, (1), pp. 28-31. (In Russian).
20. Bryukhanova, E. V. (2018). Petrofizicheskie kriterii tipizatsii porod neodnorodnogo stroeniya. Innovatsii v geologii, geofizike, geografii. Proceedings of the Innovations in geology, geophysics, geography conference, Sevastopol, July, 04-07, 2018. Moscow, Pero Publ., pp. 30-32. (In Russian).

Информация об авторах

Мамяшев Венер Галиуллинович,
кандидат геолого-минералогических наук,
доцент кафедры прикладной геофизики,
Тюменский индустриальный университет,
г. Тюмень

Information about the authors

Vener G. Mamyashev, Candidate of
Geology and Mineralogy, Associate Professor
at the Department of Applied Geophysics,
Industrial University of Tyumen

Брюханова Екатерина Вячеславовна,
ассистент кафедры прикладной геофизики,
Тюменский индустриальный университет, г.
Тюмень, brjuhanovaev@tyuiu.ru

Ekaterina V. Brjuhanova, Assistant at
the Department of Applied Geophysics, Indus-
trial University of Tyumen, brjuhano-
vaev@tyuiu.ru

Статья поступила в редакцию 23.09.2021; одобрена после рецензирования 23.11.2021;
принята к публикации 30.11.2021.

The article was submitted 23.09.2021; approved after reviewing 23.11.2021; accepted
for publication 30.11.2021.