

УДК 550.832

В. М. Теленков, Р. Т. Хаматдинов
ООО "Нефтегазгеофизика"

ВОЗМОЖНОСТИ КОМПЛЕКСА АВТОНОМНОЙ АППАРАТУРЫ КАСКАД-А ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПОРОД В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Представлены возможности комплекса ГИС, реализуемого аппаратурой КАСКАД-А, для решения различных задач. По результатам сравнения скважинных измерений методами нейтронного, плотностного и акустического каротажа в вертикальных и горизонтальных скважинах оценена возможность определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов, вскрытых горизонтальными стволами.

Ключевые слова: каротаж, автономные приборы, горизонтальные и вертикальные скважины, комплекс.

Горизонтальные скважины являются элементами современной технологии при эксплуатации различных типов коллекторов. При этом применяемые комплексы ГИС должны предоставлять полное информационное обеспечение. Исследования проводятся стандартным комплексом ГИС для всех категорий эксплуатационных скважин. Интерпретация данных комплекса ГИС проводится по принятой для каждого региона методике. При этом не учитываются специфические условия вскрытия продуктивных пластов горизонтальными скважинами. К этим условиям относятся влияние анизотропии пластов, вмещающих пород, диаметра и профиля скважины, пересечение пластов под различными углами и т. д.

В связи со специфичностью вскрытия пластов горизонтальными скважинами возникают вопросы правомочности оценки ФЕС применяемыми методами ГИС по принятой для вертикальных скважин методике интерпретации. Для решения поставленной задачи проведены анализ и сопоставление получаемых данных ($k_{п.общ}$, $k_{гп}$) по вертикальным и горизонтальным скважинам.

В качестве объекта исследования принят продуктивный горизонт меловых отложений месторождения севера Тюменской области. Ком-

плекс исследований в вертикальных и горизонтальных скважинах аппаратурой КАСКАД-А включает в себя [3, 4]:

- боковое каротажное зондирование;
- многозондовый индукционный каротаж;
- двойной боковой каротаж;
- акустический профилемер;
- компенсационный нейтронный каротаж;
- плотностной каротаж;
- интегральный гамма-каротаж;
- акустический каротаж;
- инклинометрию.

В отдельных скважинах производились исследования методами импульсного нейтронного и ядерно-магнитного каротажа.

Комплекс ГИС, реализуемый аппаратурой КАСКАД-А [2], позволяет с необходимой точностью решать поставленные задачи по определению коэффициентов общей и эффективной пористости, глинистости, проницаемости, нефтенасыщенности коллекторов. Для плотностного каротажа разработано прижимное устройство. В измеряемые параметры акустического и нейтронного каротажа вносятся поправки по данным профилометрии о состоянии ствола горизонтальных скважин (наличие каверн и овальности). Это позволяет снизить погрешности и достичь необходимой точности радиоактивных, акустических и электрических методов ГИС.

В силу большей глубинности электрических методов на результаты их измерений заметное влияние оказывает анизотропия пластов [1, 2]. Наличие в зоне исследований глинистых и плотных прослоев не позволяет в ряде случаев определить удельное сопротивление пластов с необходимой точностью, что приводит к значительным погрешностям в определении коэффициентов нефтегазонасыщенности.

Решение данной проблемы в ближайшей перспективе возможно при проведении математического и физического моделирования и анализа результатов скважинных измерений.

В данной статье рассматриваются возможности методов нейтронного, плотностного, акустического и гамма-каротажа по определению общей пористости ($k_n^{\text{общ}}$) в горизонтальных скважинах. Оценка возможностей данного комплекса производилась по сопоставлению с полученными результатами в вертикальных скважинах.

Проведена статистическая обработка измеряемых параметров водородосодержания ω (%), плотности σ ($г/см^3$), времени пробега продольной волны Δt (мкс) комплексной аппаратурой КАСКАД-А по ряду скважин в едином продуктивном горизонте по песчаникам и аргиллитам. Целью проведенного анализа было выявление влияния анизотропии пород и скважинных условий в горизонтальных стволах скважин. Работы проведены с использованием стандартизированной, метрологически поверенной аппаратуры.

Оценка стандартизации скважинных приборов

Для исключения систематических погрешностей в технических характеристиках приборов проведен анализ получаемых данных по опорному пласту.

В качестве опорного пласта выбраны достаточно однородные аргиллиты. Разделение пород на песчаники и аргиллиты проводилось по данным гамма-каротажа по шести вертикальным и четырем горизонтальным скважинам (рис. 1).

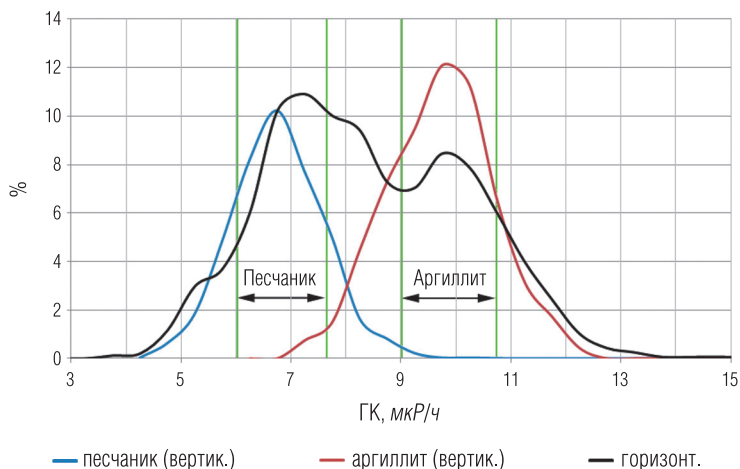


Рис. 1. Вариационные кривые распределения значений гамма-каротажа по песчаникам и аргиллитам

Наиболее представительная выборка по аргиллитам получена для вертикальных скважин, по песчаникам – для горизонтальных. По полученным данным в качестве песчаников определялись породы со значениями 6–7,5 мкР/ч, аргиллитов – 9–10 мкР/ч.

Для проверки стабильности работы прибора проведен анализ построения статистических распределений параметров ω , σ , Δt .

Кривые распределения приведены на рис. 2. Как видно из приведенных данных, полученные значения измеряемых параметров близкие, систематические отклонения отсутствуют. Разброс значений находится в пределах паспортной точности приборов.

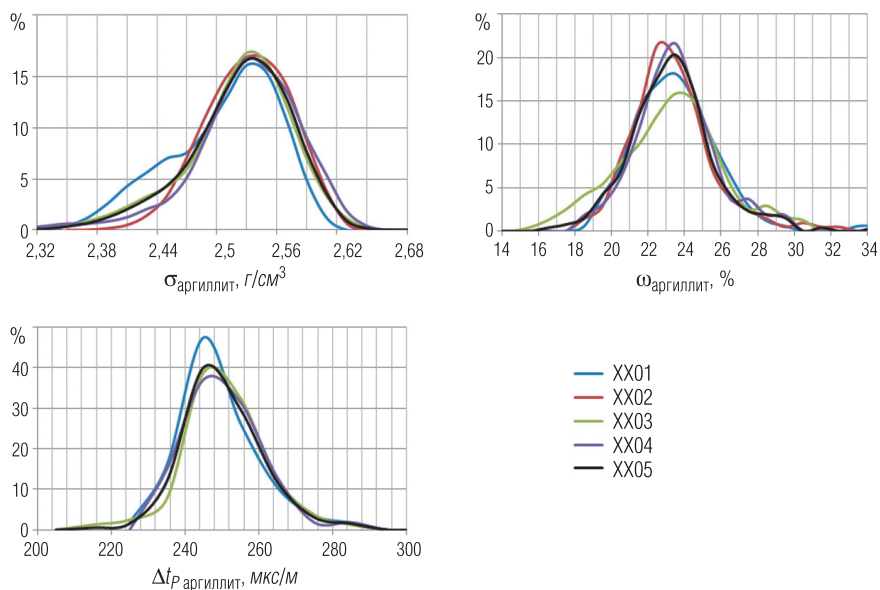


Рис. 2. Вариационные кривые распределения измеряемых параметров ω , σ , Δt_p

С учетом стабильной работы скважинной аппаратуры появляется возможность оценить влияние скважинных условий и анизотропии пород в горизонтальных скважинах в сопоставлении с данными, полученными в вертикальных скважинах.

Влияние анизотропии и скважинных условий на результаты определения ФЕС

Возможное влияние скважинных условий горизонтальных стволов на значения ФЕС, определяемых методами ГК, ГГК, АК, ННК-Т, оценивалось по результатам сравнения измеряемых параметров в вертикальных и горизонтальных скважинах по одному и тому же продуктивному горизонту. Для сопоставления построены кривые распределения значений плотности, водородосодержания и времени пробега продольной волны по песчаникам и аргиллитам в пяти горизонтальных и вертикальных скважинах. Результаты сопоставления приведены на рис. 3. В данные нейтронного и акустического каротажа вводились поправки за влияние скважинных условий, в первую очередь за изменение диаметра ствола скважин.

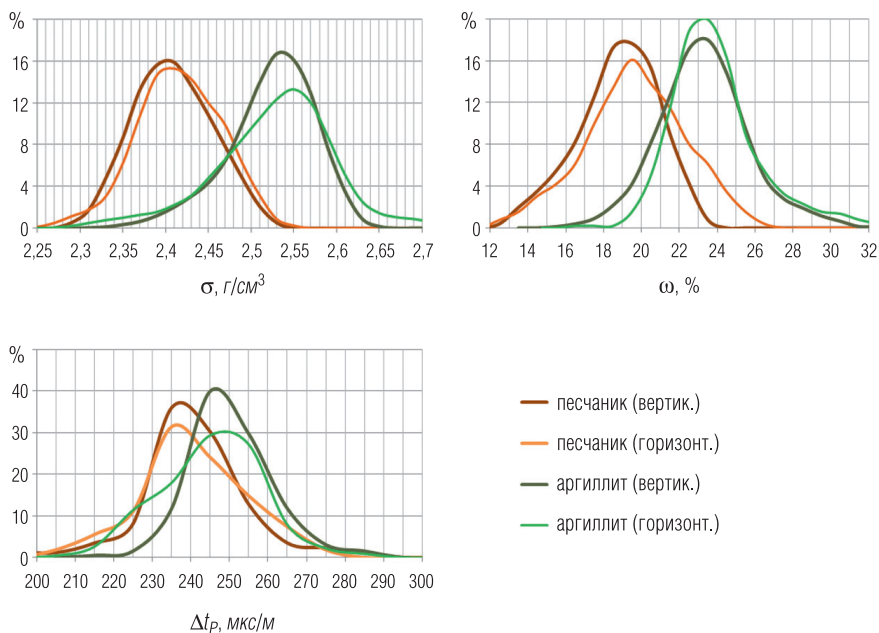


Рис. 3. Сопоставление статистических распределений ω , σ , Δt_p по вертикальным и горизонтальным скважинам

Как видно из приведенных данных, по значениям плотностного каротажа в песчаниках влияние анизотропии и скважинных условий практически не отмечается. Это связано с небольшой глубиной метода (10–15 см), а скважинных условий – из-за специальной конструкции скважинного прибора с прижимным устройством.

По данным нейтронного и акустического каротажа влияние анизотропии и скважинных условий незначительно. По измерениям нейтронным методом в песчаниках, расхождение до 4% водородосодержания (ω) отличается при значениях более 22%. По измерениям акустическими методами в песчаниках расхождение до 10 мкс отмечены при значениях Δt более 240 мкс. Подобные расхождения, в силу большей глубины методов, связаны с влиянием анизотропии вмещающих пород.

Учитывая, что в использованных скважинных измерениях общая пористость продуктивных пластов находится в пределах 18–23%, влияние анизотропии при определениях комплексом методов гамма-метрии, плотнометрии и акустического каротажа незначительно и находится в пределах точности при исследовании вертикальных скважин.

В качестве основных выводов можно отметить следующее:

- по измерениям плотностным методом возможно определение коэффициентов общей пористости в горизонтальных скважинах с необходимой точностью для нефте- и водонасыщенных пластов;
- влияние анизотропии вмещающих пород на методы нейтронного и акустического каротажей сказывается незначительно;
- при использовании комплексной обработки методов гамма-каротажа, плотностного, нейтронного и акустического каротажей возможно определение коэффициентов общей пористости и глинистости с необходимой точностью в горизонтальных скважинах для коллекторов с различным насыщением.

ЛИТЕРАТУРА

1. Антонов Ю. Н., Эпов М. И., Глебочева Н. К., Дранчук И. Д. Неоднородности коллекторов в горизонтальных скважинах по данным электромагнитного зондирования // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2002. Вып. 97. С. 9–52.
2. Ахмадеев А. А., Леготин Л. Г., Султанов А. М. Особенности интерпретации результатов исследования горизонтальных скважин и боковых стволов авто-

номной аппаратурой на трубах // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2014. Вып. 3 (237). С. 69–84.

3. *Хаматдинов Р. Т., Белоконь Д. В., Пантюхин В. А., Теленков В. М.* Результаты технико-технологических разработок ООО “Нефтегазгеофизика” и их использование при строительстве и эксплуатации нефтегазовых скважин // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2013. Вып. 3 (225). С. 7–30.

4. *Хаматдинов Р. Т., Белоконь Д. В., Пантюхин В. А., Теленков В. М.* Комплекс автономных приборов для исследования пологих и горизонтальных скважин и скважин со сложным профилем ствола. // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2013. Вып. 3 (225). С. 37–49.

Рецензент канд. техн. наук Л. Г. Леготин

УДК 550.822.2.013:389

В. В. Вержбицкий, Н. Г. Козыряцкий
ООО "Нефтегазгеофизика"

Е. Л. Датнов

Тверской государственный технический университет

ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИННОГО ИМИТАТОРА ДЛЯ МИКРОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МЕТОДОВ КАРОТАЖА

Изложен математический аппарат для расчета параметров имитаторов удельного электрического сопротивления для микрометодов каротажа, описана конструкция имитатора и приведены результаты расчетов воспроизводимых имитаторами параметров.

Ключевые слова: контрольная скважина, имитатор электрического сопротивления, микрометоды, имитационная колонна.

Контрольные скважины как средство проверки работоспособности, стандартизации и метрологического обеспечения скважинной геофизической аппаратуры, в том числе и при ее сертификации, находят достаточно широкое применение.

При этом наряду со скважинами, в которых для воспроизведения геологических и геофизических параметров горных пород используется естественный разрез, вскрытый контрольной скважиной, сооружаются также контрольные скважины, оснащенные искусственными имитаторами свойств горных пород (имитационными колоннами) [2–4, 6].

В настоящее время разработана, опробована и используется широкая гамма скважинных имитаторов для различных методов каротажа,

но для отдельных модификаций методов геофизических исследований скважин (ГИС) задачу создания скважинных имитаторов решенной считать нельзя. Сказанное относится и к имитаторам для микроэлектрических методов каротажа.

В настоящей статье изложены результаты экспериментальных исследований по разработке и созданию искусственного имитатора электрических свойств горных пород для микроэлектрических методов каротажа (в дальнейшем – имитатор МК).

В качестве основы имитатора МК используется асбоцементная труба с удельным электрическим сопротивлением (УЭС) ρ_T (рис. 1). На различных локальных участках наружной поверхности асбоцементной трубы вплотную намотаны токопроводящие и токоизолирующие слои.

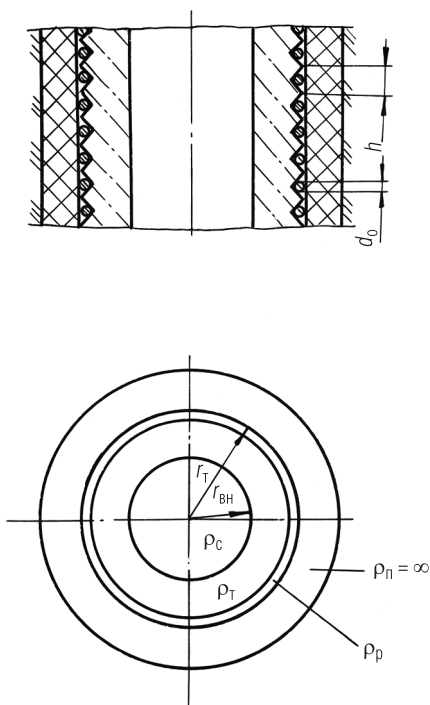


Рис. 1. Модель имитатора для микроэлектрических методов ЭК

На одном из локальных участков с токоизолирующим наружным слоем на наружную поверхность асбоцементной трубы нанесена треугольная спиральная канавка, в которую уложен круглый оголенный металлический проводник диаметром d_0 . Имитатор заполнен электролитом (раствором NaCl), имеющим УЭС ρ_c .

Для такой конструкции имитатора значение внешнего диаметра асбоцементной трубы практически совпадает со значением внутреннего диаметра токоизолирующего слоя. За счет изменения расстояния h между канавками и диаметра d_0 оголенного провода значение эффективного УЭС тонкого слоя на поверхности асбоцементной трубы ρ_p можно изменять существенным образом. Это позволяет получать различные значения УЭС, измеряемые зондами микроэлектрических методов каротажа ρ_k против локальных участков асбоцементной трубы с различными значениями d_0 и h .

Как показали экспериментальные исследования образцов асбоцементных труб [7], насыщенных раствором NaCl с УЭС от 0,05 до 0,7 Ом·м, значения отношения ρ_p/ρ_c находятся в диапазоне от 68 до 150.

Для практических целей представляет интерес оценка значений ρ_k/ρ_c , воспроизводимых имитатором для стандартных, наиболее распространенных зондов микрокаротажа и бокового микрокаротажа, на основе математического моделирования и последующего подтверждения полученных результатов экспериментальными исследованиями.

Разработанные к настоящему времени математический аппарат и программное обеспечение позволяют проводить моделирование градиент- и потенциал-микронзондов ЭК, а также фокусированных зондов БМК в среде с цилиндрическими границами [5]. Следует отметить, что из-за весьма сложной геометрии обратного токового электрода и второго измерительного электрода аппаратуры микрометодов погрешность этого моделирования может быть довольно высока и составлять до 10% от измеряемой величины. Поэтому речь может идти лишь о приближенной оценке показаний зондов.

Как видно из рис. 1, предлагаемый имитатор представляет собой цилиндрически-слоистую среду. При этом возникает вопрос о возможности замены слоя низкого сопротивления, включающего резьбу на поверхности асбоцементной трубы, и электролит, заполняющий участки, не занятые проводом, некоторым эквивалентным однородным слоем.

Этот атрибут является тонким слоем пониженного сопротивления, и если на него распространяется принцип А-эквивалентности [1], то замена неоднородного слоя на однородный с той же величиной электропроводности в вертикальном направлении будет правомерной.

Для проверки этого предположения были рассчитаны показания обычных микрозондов и фокусированного двухэлектродного микрозонда ЭК в ситуации, наименее благоприятной для проявления А-эквивалентности: максимальной (5 мм) толщиной слоя низкой проводимости, минимальной контрастностью его сопротивления по отношению к сопротивлению трубы ($\rho_p = 0,5 \rho_T$), малой толщиной трубы (15 мм) и относительно низким ее сопротивлением ($\rho_T = 10 \rho_c$), ($r_{вн} = 75$ мм). Затем значение ρ_p было уменьшено до $0,25 \rho_T$, а толщина высокопроводящего слоя уменьшена так, чтобы сохранялась величина избыточной проводимости этого слоя (до 1,64 мм).

Сравнение значений относительных показаний ρ_k/ρ_c микрозондов для этих двух случаев показало, что максимальное отличие наблюдается для показаний зонда $\rho_k/\rho_c = 78,8$ и $\rho_k/\rho_c = 76,9$ соответственно, но и в этом случае оно не превышает 2%, что значительно меньше возможной погрешности моделирования. Таким образом, замена неоднородного тонкого слоя повышенной проводимости на однородный слой с той же вертикальной проводимостью вполне допустима при моделировании показаний микрозондов ЭК в рассматриваемом имитаторе.

Эквивалентная величина ρ_p определяется двумя слагаемыми: средней вертикальной проводимостью асбоцементной трубы с канавкой, заполненной электролитом (σ_1), и эквивалентной вертикальной проводимостью медного провода (σ_2):

$$\rho_p = \frac{1}{\sigma_1 + \sigma_2}.$$

При этом

$$\sigma_1 = \frac{2}{(r_T - h) \cdot h} \int_{r_T - h}^{r_T} \sigma(r) \cdot r dr, \quad (1)$$

где

$$\sigma(r) = \frac{h}{\rho_c \cdot h + (\rho_T - \rho_c) \cdot (r_T - r)}.$$

Интеграл в формуле (1) берется аналитически. Тогда

$$\sigma_1 = \frac{2}{(\rho_T - \rho_c) \cdot (2r_T - h)} \left[\frac{h + \left(\frac{\rho_T}{\rho_c} - 1 \right) \cdot r_T}{\left(\frac{\rho_T}{\rho_c} - 1 \right)} \ln \frac{\rho_T}{\rho_c} - h \right]. \quad (2)$$

Значение σ_2 определяется по формуле

$$\sigma_2 = \frac{d_o^2}{4\rho_{Cu} \sqrt{h^2 + 4\pi^2 (r_T - h + 0,5\sqrt{5}d_o)^2} \cdot (2r_T - h)}, \quad (3)$$

где ρ_{Cu} – УЭС металлического проводника.

Для первоначальной оценки возможностей имитатора были рассчитаны значения относительных показаний стандартных градиент-зонда, потенциал-микрозонда и двухэлектродного зонда БМК (табл. 1–3, рис. 2–4) для ряда значений толщины асбоцементной трубы t (15 и 25 мм), двух значений ее внутреннего диаметра $d_{вн}$ (150 и 200 мм) и разными значениями отношения ρ_T/ρ_c (10 и 100). Для того чтобы оценить диапазон показаний микрозондов в имитаторе, были взяты два крайних случая – трубы с токопроводящими и токоизолирующими слоями ($\rho_n = 0$ и $\rho_n = \infty$).

Анализ результатов выполненных расчетов показал слабую зависимость показаний всех методов от внутреннего радиуса асбоцементной трубы. Показания градиент- и потенциал-микрозонда слабо зависят и от проводимости наружных слоев. Диапазон изменения их показаний в наиболее благоприятном случае ($t = 15$ мм, $\rho_T = 10 \rho_c$) составляет (3,8–4,5) ρ_c для градиент-микрозонда и (3,4–8,3) ρ_c для потенциал-микрозонда. При увеличении значений t , ρ_T/ρ_c и $r_{вн}$ диапазон изменения показаний обычных микрозондов при фиксированном значении ρ_c сужается. Это означает, что предлагаемый имитатор недостаточно эффективен для обычных микрозондов, особенно градиент-зонда. Для создания имитатора с более широким диапазоном изменения показаний этих зондов необходима реализация тонкого слоя (10 мм и меньше) с низкой проводимостью (ρ_T/ρ_c) и слоя с переменным сопротивлением, прилегающего к этому слою извне.

Таблица 1

Относительные показания градиент-микрозонда $\rho_{гз}/\rho_c$

ρ_n	ρ_T/ρ_c	$d_{BH}, \text{ } mm$			
		150		200	
		$t, \text{ } mm$			
		15	25	15	25
0	10	3,79	4,02	3,80	4,02
0	100	5,93	6,00	5,87	5,94
∞	10	4,51	4,28	4,49	4,27
∞	100	6,12	6,08	6,05	6,01

Таблица 2

Относительные показания потенциал-микрозонда $\rho_{пз}/\rho_c$

ρ_n	ρ_T/ρ_c	$d_{BH},\text{ }MM$			
		150		200	
		$t,\text{ }MM$			
		15	25	15	25
0	10	3,38	4,41	3,40	4,43
0	100	9,88	10,5	9,65	10,2
∞	10	8,26	7,27	8,11	7,16
∞	100	11,7	11,5	11,3	11,1

Таблица 3

Относительные показания зонда БМК ρ_k/ρ_c

ρ_n	ρ_T/ρ_c	$d_{BH}, \text{ mm}$			
		150		200	
		$t, \text{ mm}$			
		15	25	15	25
0	10	1,74	2,69	1,71	2,68
0	100	14,9	21,9	15,0	22,6
∞	10	102	54,5	117	54,4
∞	100	115	104	140	123

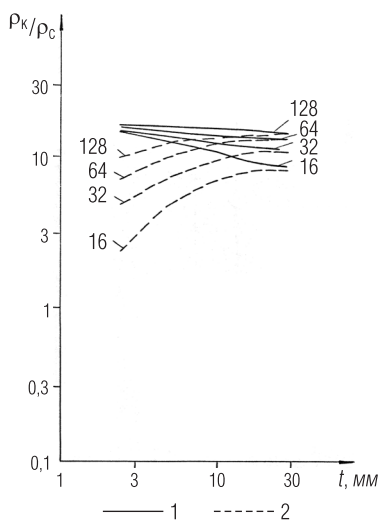


Рис. 2. Значения $\rho_k/\rho_c = f(\rho_t/\rho_c, t)$ для градиент-микрозонда ЭК А0,025М0,025N в пористой трубе. Шифр кривых – значения ρ_t/ρ_c : $\rho_n = \infty$ (1); $\rho_n = 0$ (2)

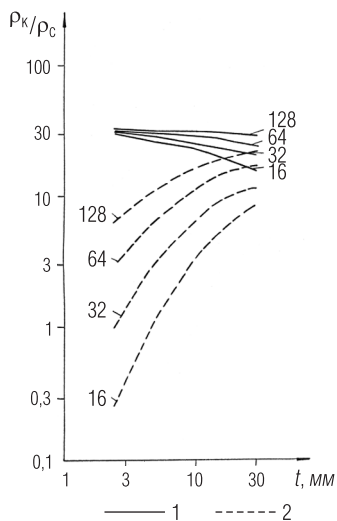


Рис. 3. Значения $\rho_k/\rho_c = f(\rho_t/\rho_c, t)$ для потенциал-микрозонда ЭК А0,5N в пористой трубе. Шифр кривых – значения ρ_t/ρ_c : $\rho_n = \infty$ (1); $\rho_n = 0$ (2)

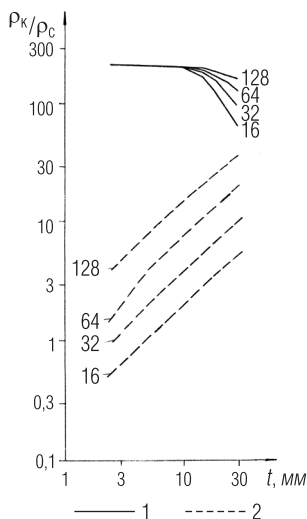


Рис. 4. Значения $\rho_k/\rho_c = f(\rho_t/\rho_c, t)$ для двухэлектродного бокового микрозонда в пористой трубе. Шифр кривых – значения ρ_t/ρ_c : $\rho_n = \infty$ (1); $\rho_n = 0$ (2)

Для зонда БМК в той же ситуации диапазон изменения показаний составляет $(1,74\text{--}102) \rho_c$ при $\rho_t/\rho_c = 10$ и $(14,9\text{--}115) \rho_c$ при $\rho_t/\rho_c = 100$. При увеличении внутреннего радиуса трубы он несколько расширяется ($(1,71\text{--}117) \rho_c$ и $(15,0\text{--}140) \rho_c$ соответственно). Увеличение толщины асбоцементной трубы t приводит к сужению диапазона. Как видно из приведенных результатов моделирования, предложенный имитатор позволяет реализовать изменения показаний зонда БМК в достаточно широком диапазоне при фиксированном значении ρ_c и, следовательно, может быть использован в составе контрольной скажины. Следует отметить, что некоторое уменьшение толщины асбоцементной трубы, используемой в имитаторе, может существенно расширить диапазон изменения показаний зонда БМК.

В табл. 4 приведены значения ρ_k для зонда БМК в случае, когда толщина трубы составляет 15 мм, $\rho_t/\rho_c = 10$ и 100, а внутренний диаметр $d_{\text{вн}} = 200$ мм для случаев заполнения скважины пресной ($\rho_c = 1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$) и соленой ($\rho_c = 0,05 \text{ Ом}\cdot\text{м}$) водой. Шаг резьбы h составляет 1 и 5 мм, диаметр медного провода изменяется от 0,1 до 1,0 мм. Из данных, приведенных в табл. 3, видно, что использование резьбы

с различным шагом и провода различного диаметра позволяет получить достаточное число промежуточных точек по отношению к предельным.

Таблица 4

Показания ρ_k зонда БМК в имитаторе, Ом·м

$\rho_c, \text{OM}\cdot\text{M}$	ρ_T/ρ_c	h, mm			
		150		200	
		d_o, mm			
		15	25	15	25
1	10	55,6	5,42	14,3	2,34
1	100	55,8	2,07	24,0	13,9
0,05	10	5,12	2,45	3,00	0,237
0,05	100	6,47	2,50	4,20	0,821

Таким образом, комбинация участков с наружным токопроводящим и токоизолирующим слоями, дополненная участками с проводниками, позволяет создать имитатор с достаточно широким диапазоном воспроизводимых значений удельного электрического сопротивления.

ЛИТЕРАТУРА

1. Альпин Л. М. К теории электрического каротажа нефтяных скважин. ОНТИ, НКПТ, 1938.
2. Вержбицкий В. В., Калистратов Г. А., Козыряцкий Н. Г. Математическое моделирование измерений градиент- и потенциал-зондами в контрольных скважинах // НТВ "Каротажник". Тверь: Изд. АИС. 2013. Вып. 3 (225). С. 137–151.
3. Блюменцев А. М., Калистратов Г. А. и др. Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1991. С. 54–65.
4. Блюменцев А. М., Абросимов М. Г., Козыряцкий Н. Г., Мельчук Б. Ю. Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин: Справочник. М.: ВНИИГеосистем, 2011. 134 с.
5. Датнов Е. Л., Пантюхин В. А., Чаадаев Е. В. Математическое моделирование зонда бокового микрокаротажа // Известия вузов. Геология и разведка. 1989. Вып. 6.
6. Калистратов Г. А. Унифицированная конструкция контрольной скважины с имитаторами электрических, акустических и радиоактивных свойств пластов

горных пород // НТВ “Каротажник”. Тверь: Изд. АИС. 2011. Вып. 10 (208). С. 69–76.

7. Разработка методики и технических средств метрологического контроля аппаратуры электрического, акустического, радиоактивного каротажа с применением искусственной контрольной скважины: Отчет о НИР. Калинин, 1986.

Рецензент доктор техн. наук В. М. Лобанков