
<https://doi.org/10.15407/dopovidi2020.02.058>

УДК 550.8

**Н.Л. Миронцов¹, В.В. Кармазенко², В.Г. Семенюк³,
О.С. Стасив², С.Н. Тероб², Е.В. Туник^{2,4}**

¹ Институт телекоммуникаций и глобального информационного пространства
НАН Украины, Киев

² ООО “Укрспецгеология”, Киев

³ ООО “Smart Energy”, Киев

⁴ Киевский национальный университет им. Тараса Шевченко, УНИ “Институт геологии”

E-mail: myrontsov@ukr.net, office@usg.lg.ua, info@smart-energy.com.ua

Экспериментальная оценка эффективности многозондового комплекса низкочастотного индукционного каротажа

Представлено академиком НАН Украины Е.Ф. Шнюковым

Приведен пример решения обратной задачи многозондового индукционного каротажа в скважине малого диаметра, заполненной непроводящим буровым раствором (300 Ом · м). Показано, что введение поправки “за скин-эффект” для мощных пластов позволяет определять истинную удельную проводимость непроницаемых пластов и, используя решение уравнения Фредгольма первого рода типа свертки, можно полностью исключить влияние вмещающих пластов на определение параметров исследуемого маломощного.

Ключевые слова: индукционный каротаж, обратная задача, скин-эффект, уравнение Фредгольма первого рода типа свертки, нефтяная и газовая скважина.

Ответ на основные вопросы о местонахождении и количестве полезного флюида, возможной суточной скорости его добычи заключается не в измеряемых величинах кажущегося удельного электрического сопротивления (КС) или кажущейся электрической проводимости (КП), а в значениях геоэлектрических параметров модели разреза, которая описывает пространственное распределение удельного электрического сопротивления (УС) или удельной электрической проводимости (УП) [1, 2].

Среди методов, позволяющих определять эти параметры, следует выделить три основных: электрический каротаж, индукционный низкочастотный каротаж (ИК) и высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование [3].

С точки зрения геофизического исследования скважин (ГИС) лучшей аппаратурой является не та, которая имеет большую точность измерения, а та, для которой возможна более точная инверсия параметров из пространства данных измерения в пространство парамет-

© Н.Л. Миронцов, В.В. Кармазенко, В.Г. Семенюк, О.С. Стасив, С.Н. Тероб, Е.В. Туник, 2020

ров модели. То есть аппаратура, для которой более точно может быть решена обратная задача (ОЗ) [4–6].

Эффективность того или иного метода решения ОЗ определяется выбором: способа расчета данных измерения зондов для выбранных параметров среды; параметра “близости” рассчитанных показаний зонда и реальных; способа подбора параметров модели для выбранного параметра “близости”.

Рассматриваемые вопросы можно перефразировать так:

- 1) выбор способа решения прямой задачи (конечные разности, конечные элементы, интегральные токи, полуаналитическое решение и т.п.);
- 2) вид функционала, который будет минимизироваться при решении ОЗ (ранее этот пункт выглядел как выбор наглядно ближайшей палетки [7]);
- 3) способ итерационного процесса решения ОЗ.

В качестве модели, геоэлектрические параметры которой предстоит определить в ходе решения ОЗ, мы выберем трехслойную модель (рис. 1), которая адекватно описывает не только наиболее распространенные пласты-коллекторы, но и такие, как сложнопостроенные, остаточного нефтенасыщения, аномально низкого сопротивления, ложные и т. д. в условиях терригенных разрезов Днепровско-Донецкой впадины (ДДВ) [8].

Для оценки эффективности того или иного метода ГИС необходимо определить, какие искажающие факторы имеют место при каротаже (т. е. найти возможную величину погрешности в начальных данных решения ОЗ). По умолчанию погрешность ИК можно считать допустимой в пределах $\pm 10\%$ [9].

В случае ИК, который рассматривается в данной работе, к таким искажающим факторам принято относить влияние скважины, взаимодействие токов в среде (так называемый “скин-эффект”) и влияние соседних (вмещающих) пластов на измерение параметров исследуемого [10].

В работе приведен пример скважинного материала, который позволяет оценить количественную точность введения поправок “за скин-эффект” и “за вмещающие пласты”. Такая оценка стала возможной благодаря особенностям условий каротажа. А именно: высокое УС ($300 \text{ Ом} \cdot \text{м}$) и сравнительно маленький диаметр скважины на исследуемом интервале

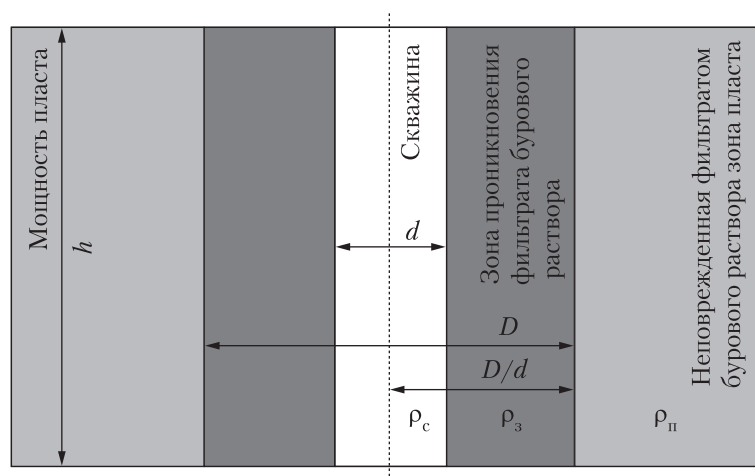


Рис. 1. Трехслойная модель пласта конечной мощности

(номинальный 0,165 м, рис. 2), а самое главное — наличие отобранного керна в данной скважине, что позволяет подтверждать выводы о характеристиках пластов исследуемого с помощью ИК интервала.

Для выбранного комплекса четырехзондового ИК, которым проводился каротаж и который был изготовлен отечественным предприятием (ПрАТ “Геофізичне обладнання Надра”), для зондов длиной 0,5, 0,85, 1,26, 2,05 м геометрический фактор скважины (в линейной теории Доля [11]) составляет пренебрежимо малую величину для диаметра скважины 0,165 м по сравнению с общепринятым значением диаметра для скважин ДДВ в этих интервалах [8]. Таким образом, при УС бурового раствора, равном 300 Ом · м, можно считать, что влияние скважины на ИК отсутствует.

Само значение выбранного диаметра обусловлено конструкцией скважины, которая была запроектирована на этапе составления геолого-технического задания на бурение. Заметим, что сужение диаметра на зарегистрированной кривой кавернометрии (d_c на рис. 2) может быть обусловлено наличием незначительного угла наклона скважины (в пределах 7 градусов), поэтому его не следует *a priori* считать признаком наличия глинистой корки, т. е. признаком коллектора [1, 2, 4].

Что касается особенностей самого месторождения (Островерховское), то тут следует отметить, что это газоконденсатное месторождение принадлежит Северному борту нефтегазоносного района юго-восточной части ДДВ. Структура была обнаружена в 1983 г. Она представляет собой гемиантиклиналь в отложениях нижнего карбона юго-восточного простирания, разрезанную с севера обратным сбросом.

Первый промышленный приток газоконденсатной смеси получен из отложений визейского яруса нижнего отдела каменноугольной системы из интервала 4433-4605 м в 1992 г.

Залежи пластовые, сводчатые, тектонически экранированные. Режим залежей газовый. Коллекторы — песчаники. Начальные извлекаемые запасы категорий А + В + С1: газа — 3845 млн м³; конденсата — 183 тыс. т.

Месторождение достаточно хорошо изучено как методами структурной разведки (сейсморазведка), так и методами ГИС: во всех скважинах выполнялся полный детализационный комплекс ГИС. Также разрез хорошо представлен керновым материалом, отобранном в процессе бурения скважин. Поэтому фильтрационно-емкостные свойства и данные о характере насыщения пластов-коллекторов потенциально известны.

Выбор бурового раствора с таким высоким значением УС обусловлен следующим. Для бурения скважин в сложных геолого-технических условиях раскрытия несовместимых по условиям бурения интервалов, наличия в разрезе коллекторов с аномальным пластовым давлением и литологической неоднородностью коллектора в мировой практике используют промывочные жидкости на углеводородной основе, которые представляют собой сложную многокомпонентную коллоидно-химическую смесь, при этом дисперсионной средой выступают жидкие углеводороды, а дисперсионной фазой — вода и твердые компоненты. Их можно разделить на два вида: практически безводные и инвертные эмульсии.

Преимуществами промывочных жидкостей на углеводородной основе являются: обеспечение высокого качества вскрытия продуктивных пластов; низкие или нулевые значения фильтрации; достаточно высокие тиксотропные свойства; низкая плотность во взвешенном состоянии частиц фильтрата; удовлетворительные показатели прокачиваемости несмотря

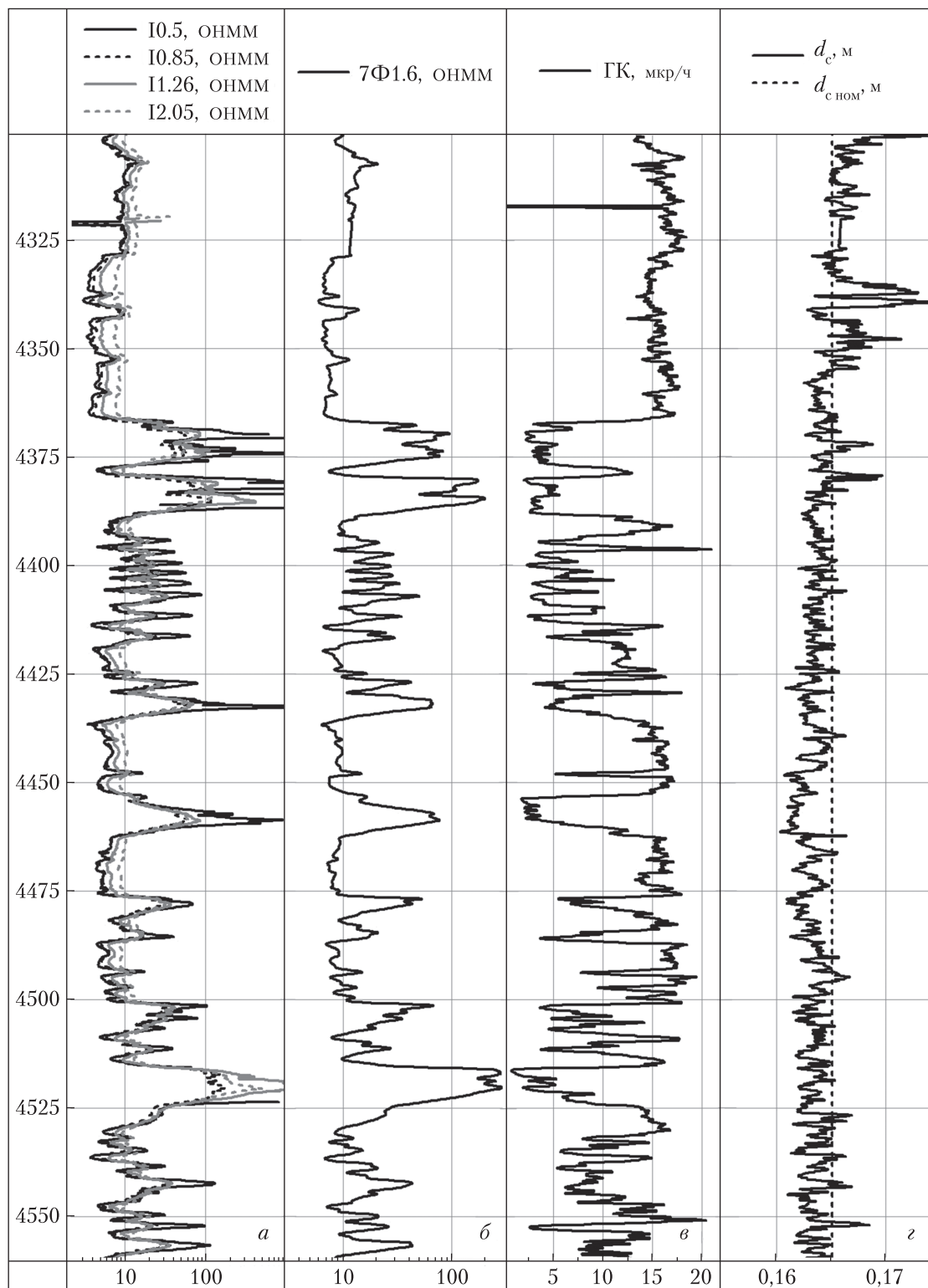
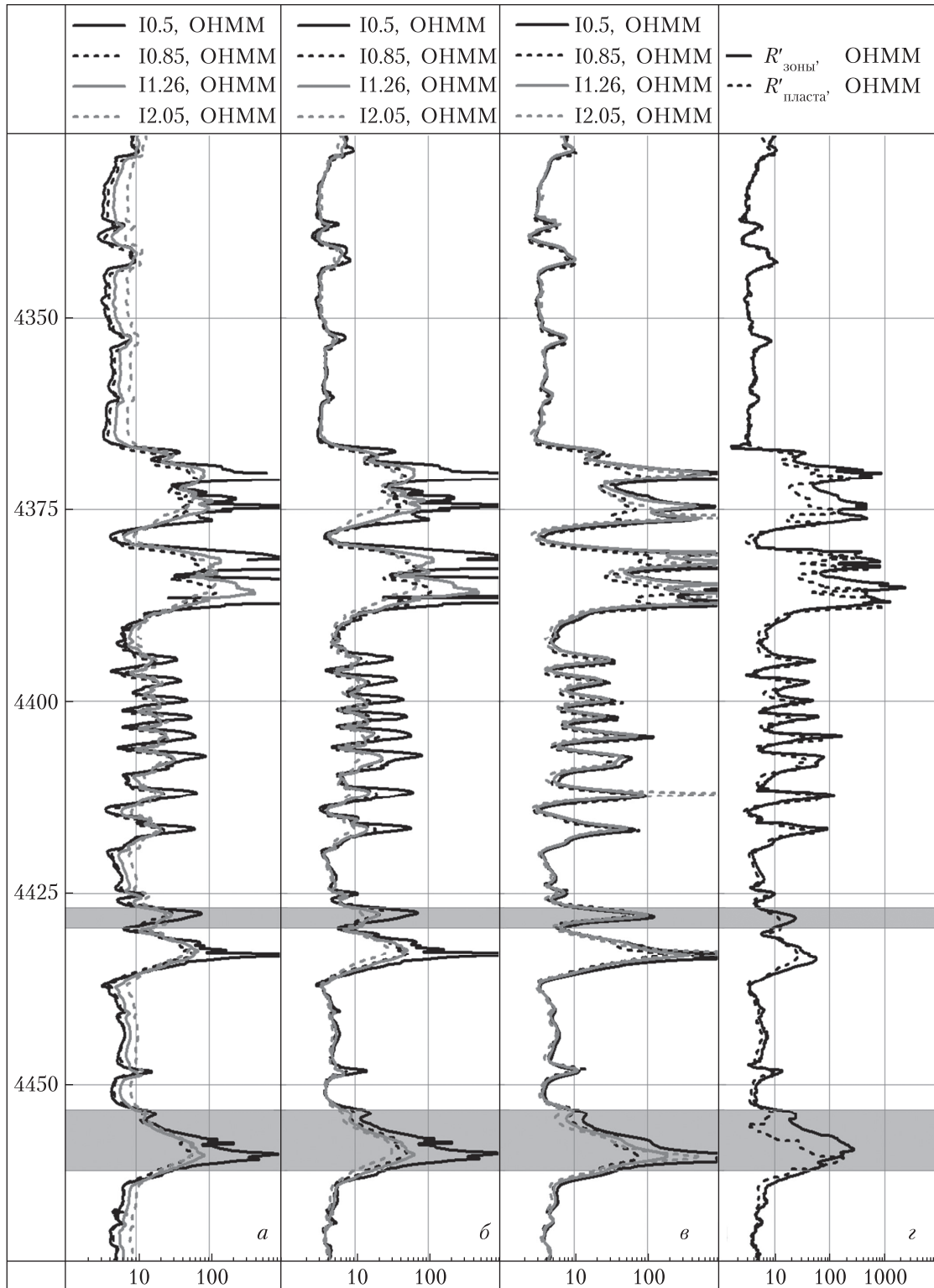


Рис. 2. Скв. Островерховская-28. Каротажные диаграммы: *a* – 4ИК; *б* – 7Φ1.6; *в* – ГК; *г* – кавернометрия



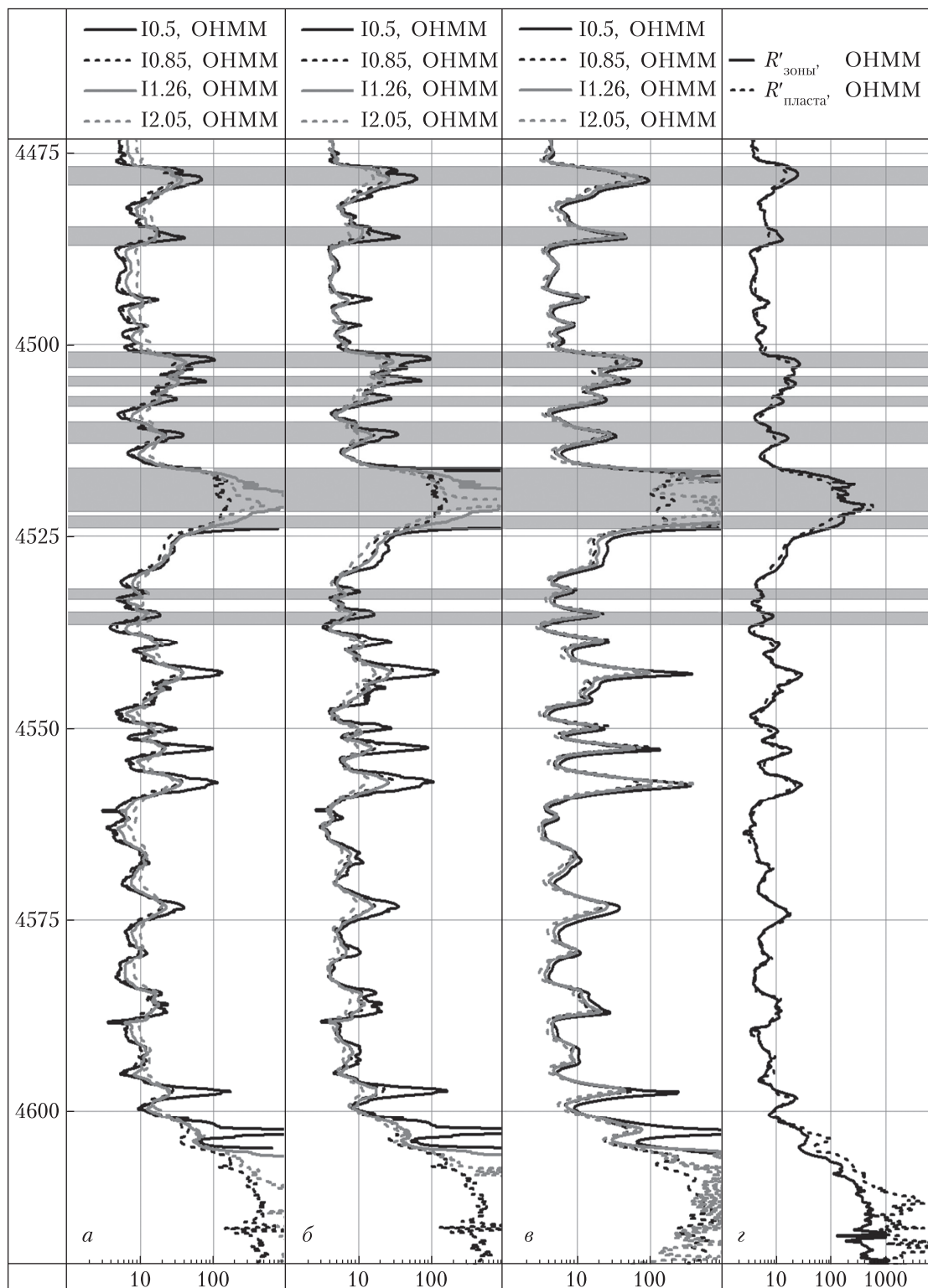


Рис. 3. Скв. Островерховская-28: а – измеренные КС; б – УС после внесения поправки “за скин-эффект”; в – УС после учета влияния вмещающих пластов; г – результат решения обратной задачи

на сравнительно высокую вязкость; нерастворимость горных пород в их дисперсионной среде; высокие противоизносные и смазочные свойства; высокая стабильность по времени.

К недостаткам промывочных жидкостей на углеводородной основе относятся: сравнительно высокая стоимость; разрушение резиновых деталей оборудования; повышенная пожароопасность; значительные затраты труда на приготовление и обслуживание; сложность проведения электрометрических работ; сложность утилизации.

Инверсию данных в параметры геоэлектрической модели мы будем производить следующим образом.

На первом этапе используем известное аналитическое решение задачи ИК для зонда длины L (расстояние между приемной и генераторной катушками, которые принято считать точечными диполями) в однородной бесконечной среде [12]:

$$\epsilon_{\text{Re}} = i\epsilon_0 e^{-p} [(1+p)\sin p - p\cos p], \quad (1)$$

$$\epsilon_{\text{Im}} = \epsilon_0 e^{-p} [(1+p)\cos p + p\sin p], \quad (2)$$

где $p = L\sqrt{\frac{\sigma\mu\omega}{2}}$; $\epsilon_0 = i\frac{\omega\mu M}{2\pi L^3}$; M — момент диполя генераторной катушки; ω — частота сигнала; μ — магнитная проницаемость; ϵ_{Re} — активная составляющая электродвижущей силы в приемной катушке; ϵ_{Im} — реактивная составляющая. Формулы (1), (2) позволяют пересчитать полученные КП каждого зонда (рис. 3, а) в соответствующие УП (рис. 3, б).

Сравнение КП и УП сразу позволяет сделать вывод о высокой точности данной поправки, так как для мощных непроницаемых пластов (например, интервалы 4325–4367, 4437–4445, 4462–4476 м) после введения этой поправки показания зондов различной длины (и, соответственно, различной глубинности исследования) совпали.

Но остаются интервалы, которые по другим признакам и по анализу керна также должны быть непроницаемыми, но при этом показания зондов различной глубинности исследования против них значительно расходятся. Это в первую очередь маломощные напластования в интервале 4395–4420 м.

Такое различие может быть вызвано двумя причинами:

- 1) влиянием соседних пластов на измерение в маломощном;
- 2) действительным наличием проникновения (УП зоны проникновения отличается от УП зоны пласта, незатронутой влиянием проникновения бурового раствора).

Имеющаяся информация об отсутствии проникновения на данных интервалах позволяет оценить точность используемого метода введения поправки “за вмещающие”, а именно реализованный метод решения уравнения Фредгольма первого рода типа свертки, основанный на разложении функций, входящих в уравнение в ряд Фурье [5, 6].

Действительно, уравнение, связывающее КП и УП в линейной теории Доля [11] в случае однородного бесконечного пласта, можно записать в виде

$$\tilde{\sigma}(z) = \int g(z') \sigma(z-z') dz', \quad (3)$$

где z — координата по вертикали (вдоль оси скважины) в цилиндрической системе координат; g — вертикальный геометрический фактор зонда [10, 12].

Выбрав ограниченный интервал интегрирования в (3) и разложив на нем функции в ряд Фурье:

$$\begin{aligned}\tilde{\sigma}(z) &= \sum_{n=-\infty}^{\infty} \tilde{\sigma}_n e^{-inz}, \\ \sigma(z-x) &= \sum_{n=-\infty}^{\infty} \sigma_n e^{-inz} e^{inx}, \\ g(x) &= \sum_{n=-\infty}^{\infty} g_n e^{-inx},\end{aligned}$$

можем записать уравнения, которые связывают их коэффициенты разложений:

$$\sigma_n = \frac{\tilde{\sigma}_n}{g_n^*}.$$

Результат применения такого подхода к “учету влияния” вмещающих пластов приведен для кривых каждого зонда на рис. 3, в. Следует отметить, что после введения правки “за скин-эффект” и решения описанным способом уравнения Фредгольма на интервалах, содержащих чередование тонких плотных слоев разного УС (например, 4390–4420 м), кривые всех зондов совпадают, т. е. показывают верный тип проникновения.

Кроме того, мы можем исследовать реальный рабочий диапазон аппаратуры (фактически калибровку каждого зонда), в том числе реально оценить точность параметра называемого “ноль в воздухе”. Это стало возможным в данной скважине, так как интервал каротажа пересек границу, разделяющую осадочные породы и кристаллический фундамент (4603–4605 м, см. рис. 3).

Что касается выделения пластов-коллекторов, то тут задача несколько усложняется тем, что значения УП, соответствующие именно этим отложениям, превышают (или находятся на самой границе) диапазона измерения ИК [5, 6, 10]. Но поскольку очевидно, что сопротивление зоны проникновения при использовании высокоомного бурового раствора может быть выше сопротивления газонасыщенного пласта, то можно предположить, что уже само наличие проникновения является признаком коллектора. Для анализа этого утверждения на рис. 3 серым цветом выделены пласты-коллекторы (газонасыщенные и газонасыщенные, кроме двух, находящихся в интервале 4525–4550, которые являются водоносными).

На основании изложенного можно сделать следующие выводы:

- 1) введение поправки “за скин-эффект” для мощных пластов позволяет определять истинную УП непроницаемых пластов;
- 2) использование решения уравнения Фредгольма первого рода типа свертки дает возможность полностью исключить влияние вмещающих пластов на определение параметров исследуемого маломощного.

Работа содержит результаты исследований, выполненных при поддержке гранта Президента Украины для докторов наук (конкурсный проект Ф44) за 2019 г.

ЦИТИРОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. Пирсон С. Справочник по интерпретации данных каротажа. Москва: Недра, 1996. 414 с.
2. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин. Москва: Недра, 1981. 182 с.
3. Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ. Методическое руководство: Эпов М.И., Антонов Ю.Н. (ред.). Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2000. 121 с.
4. Anderson B.I. Modeling and inversion methods for the interpretation of resistivity logging tool response. Delft: Delft University Press, 2001. 377 p.
5. Миронцов Н.Л. Численное моделирование электрометрии скважин. Киев: Наук. думка, 2012. 224 с.
6. Миронцов М.Л. Электрометрия нефтегазовых свердловин. Київ: ТОВ "Видавництво "Юстон", 2019. 217 с.
7. Курганський В.М., Тішаєв І.В. Електричні та електромагнітні методи дослідження свердловин: Навчальний посібник. Київ: ВПЦ "Київський університет", 2011. 175 с.
8. Стурнова М.Г., Зайковський М.Я., Заворотько Я.М., Цьоха О.Г., Кнішман О.Ш., Муляр П.М., Дем'яненко І.І. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Нафтогазоносність та особливості літогеофізичної будови відкладів нижнього карбону і девону Дніпровсько-Донецької западини. Київ: Наук. думка, 2005. 196 с.
9. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах: Хаматдинов Р.Т. (ред.). Москва: ГЕРС, 2002. 270 с.
10. Плюснин М.И. Индукционный каротаж. Москва: Недра, 1968. 140 с.
11. Доль Г.Г. Теория индукционного метода исследования разрезов скважин и его применение в скважинах, пробуренных с глинистым раствором на нефти. *Вопросы промышленной геофизики*. Москва: Гос-топтехиздат, 1957. С. 252–274.
12. Кауфман А.А. Теория индукционного каротажа. Москва: Наука, 1965. 236 с.

Поступило в редакцию 02.12.2019

REFERENCES

1. Pirson, S. (1996). Log interpretation guide. Moscow: Nedra (in Russian).
2. Latyshova, M. G. (1981). Practical guide for interpreting diagrams of geophysical well research methods. Moscow: Nedra (in Russian).
3. Eпов, M. I. & Antonov, Yu. N. (Eds.). (2000). Technology of exploration of oil and gas wells based on VIKIZ. Methodical direction. Novosibirsk: Izd-vo SO RAN (in Russian).
4. Anderson, B. I. (2001). Modeling and inversion methods for the interpretation of resistivity logging tool response. Delft: Delft University Press.
5. Myrontsov, M. L. (2012). Numerical modeling of electrometry in wells. Kyiv: Naukova Dumka (in Russian).
6. Myrontsov, M. L. (2019). Eletrometry of oil and gas wells. Kyiv: Vyd-vo Yuston (in Ukrainian).
7. Kurgansky, V. M. & Tishayev, I. V (2011). Electric and electromagnetic methods of well exploration: Tutorial. Kyiv: VPTs "Kyivskiy Universytet" (in Ukrainian).
8. Yegurnova, M. G, Zaikovskiy, M. Ya., Zavorotko, Y. M., Tsoha, O. G., Knishman, O. Sh., Mulyr, P. M. & Demyanenko, I. I. (2005). Oil and gas prospecting facilities of Ukraine. Oil-gas content and features of litho-geophysical construction of deposits of the lower Carboniferous and Devonian of the Dnipro-Donets depression. Kyiv: Naukova Dumka (in Ukrainian).
9. Khamatdinov, R. T. (Ed.). (2002). Technical instruction for conducting geophysical research and work with cable instruments in oil and gas wells. Moscow: GERS (in Russian).
10. Plyusnin, M. I. (1968). Induction logging. Moscow: Nedra (in Russian).
11. Dol, G. G. (1957). The theory of the induction method for studying well sections and its application in wells drilled with clay mud in oil. Field geophysics issues (pp. 252-274). Moscow: Gostoptekhizdat (in Russian).
12. Kaufman, A. A. (1965). Theory of induction logging. Moscow: Nauka (in Russian).

Received 02.12.2019

М.Л. Миронцов¹, В.В. Кармазенко², В.Г. Семенюк³,
О.С. Стасів², С.Н. Терєб², О.В. Туник^{2,4}

¹ Інститут телекомунікацій і глобального інформаційного простору НАН України, Київ

² ТОВ “Укрспецгеологія”, Київ

³ ТОВ “Smart Energy”, Київ

⁴ Київський національний університет ім. Тараса Шевченка, ННІ “Інститут геології”

E-mail: myrontsov@ukr.net, office@usg.lg.ua, info@smart-energy.com.ua

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНА ОЦІНКА ЕФЕКТИВНОСТІ БАГАТОЗОНДОВОГО КОМПЛЕКСУ НИЗЬКОЧАСТОТНОГО ІНДУКЦІЙНОГО КАРОТАЖУ

Наведено приклад розв’язання оберненої задачі багатозондового індукційного каротажу в свердловині малого діаметра, заповненій непродівним буровим розчином (300 Ом · м). Показано, що введення поправки “скін-ефект” для потужних пластів дає змогу визначити справжню питому провідність непроникних пластів і, використовуючи розв’язання рівняння Фредгольма першого роду типу згортки, можна повністю виключити вплив вміщених пластів на визначення параметрів досліджуваного малопотужного.

Ключові слова: індукційний каротаж, обернена задача, скін-ефект, рівняння Фредгольма першого роду типу згортки, нафтова і газова свердловина.

М.Л. Myrontsov¹, V.V. Karmazenko², V.G. Semeniuk³,
O.S. Stasiiv², S.N. Tereb², O.V. Tunik^{2,4}

¹ Institute of Telecommunications and Global Information Space of the NAS of Ukraine, Kyiv

² LLC “Ukrspetsgeologiya”, Kyiv

³ LLC “Smart Energy”, Kyiv

⁴ Taras Shevchenko National University of Kyiv, Institute of Geology

E-mail: myrontsov@ukr.net, office@usg.lg.ua, info@smart-energy.com.ua

EXPERIMENTAL ESTIMATION OF THE EFFICIENCY OF A LOW-FREQUENCY INDUCTION LOGGING MULTIPROBE COMPLEX

The example of solving the multiprobe induction logging inverse problem in the small-diameter well filled with a non-conductive drilling fluid (300 Ohm·m) is presented. Such parameters of the well allow us to consider its effect on the logging to be absent. As a skin effect correction, we used the analytical relationship between the apparent conductivity and the specific conductivity of a homogeneous infinite medium. We use solutions of the Fredholm equation of the first kind of the convolution type to account for the shoulder-beds effect. This equation connects the apparent conductivity with the spatial distribution of the specific conductivity in the Doll linear theory. A low-frequency (100 KHz) induction four-probe logging complex was selected. It is shown that the skin effect correction for thick formations allows us to determine the true conductivity of impermeable formations. In addition, the use of a solution of the Fredholm equation of the first kind of the convolution type allows us to eliminate the influence of the shoulder-beds on the determination of the parameters of the studied low-power bed completely. The boundary between the sedimentary rocks and the crystalline basement that fell into the logging interval allows us to estimate the accuracy of the determination of the resistivity of low-conductivity rocks determining.

Keywords: induction logging, inverse problem, skin effect, Fredholm equation of the first kind of the convolution type, oil and gas well.