

УДК 532.546:550.820.7

МЕТОД ВЕРОЯТНОСТНЫХ СВЕРТОК ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ПЛАСТОВ

М. И. Эпов, В. И. Пеньковский*, Н. К. Корсакова*, И. Н. Ельцов

Институт геофизики СО РАН, 630090 Новосибирск

* Институт гидродинамики им. М. А. Лаврентьева СО РАН, 630090 Новосибирск

Предлагается новый метод обработки данных электромагнитных зондирований в скважинах, основанный на гидродинамическом анализе процесса проникновения фильтра бурового раствора в пласт, определении поля электрических сопротивлений прискважинной зоны с последующим его усреднением с помощью сверток с ядром в виде логарифмически нормального распределения чувствительностей зондов.

Ключевые слова: электромагнитное зондирование, несмешивающаяся фильтрация, солеобмен, нефтенасыщенность, фильтр бурового раствора.

Введение. Приборы высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования используются для определения физических параметров пластов. Регистрируемая фокусирующими сигналами информация зависит от электрического сопротивления относительно небольшой по размерам прискважинной зоны и нетронутой части пласта. В свою очередь пространственное распределение сопротивления зависит от сложных взаимосвязанных гидродинамических и физико-химических процессов, сопровождающих бурение скважины. Интерпретация данных каротажа представляет собой сложную задачу, решение которой часто приводит к неоднозначным результатам.

При электромагнитном каротаже пластов приборами высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ) или высокочастотного электромагнитного каротажного зондирования (ВЭМКЗ) [1, 2] используются зонды с соблюдением следующих условий на их конструктивные параметры:

$$\sqrt{f_i}L_i = \sqrt{3,5} \cdot 10^3, \quad \Delta L_i/L_i = 0,2. \quad (1)$$

Здесь f_i — частота излучения, Гц; ΔL_i — расстояние между измерительными катушками, м; L_i — расстояние между генераторной катушкой и центром дальней измерительной катушки, м; $i = 1, 2, \dots$ — номер зонда.

Условия (1) позволяют рассматривать отклики среды, а следовательно, ограничиться их измерениями каждым зондом на кольцевой площадке пласта, окружающей скважину. По сути, каждое измерение зондом в осесимметричном и однородном по вертикали пласте представляет собой некоторую интегрально усредненную электромагнитную характеристику этой площадки, радиус которой обозначим r_i . С удалением от нее вклады откликов и точность измерения i -м зондом уменьшаются. Вычисляемые по измеренным зондами разностям фаз электромагнитных колебаний удельные электрические сопротивления называются “кажущимися”, они могут существенно отличаться от истинных сопротивлений. Введем обозначения $x_i = r_i^2$, $x = r^2$ для квадратов характерных радиусов

и квадрата текущего радиуса соответственно. Предположим, что вычисленные по измерениям “кажущиеся” удельные электрические сопротивления (УЭС) наиболее близки к истинным (омическим) УЭС при $r = r_i$, т. е. соответствуют некоторым модам случайного распределения ошибок измерений для соответствующих площадей, пропорциональных $x_i = r_i^2$. Предположим также, что функции ρ_i распределения чувствительности каждого зонда имеют вид логарифмически нормального распределения

$$\rho_i = \frac{1}{2\sqrt{2\pi}} \frac{1}{\sigma_i x_i} \exp\left(-\frac{\sigma_i^2}{2}\right) \exp\left(-\frac{1}{2\sigma_i^2} \ln^2 \frac{x}{x_i}\right). \quad (2)$$

Эти функции имеют максимум в точке $x = x_i$ и стремятся к нулю при $r \rightarrow 0$ и $r \rightarrow \infty$. В (2) σ_i — дисперсии отклонений измерений кажущихся УЭС. Учитывая условия (1) на конструктивные характеристики аппаратуры ВИКИЗ или ВЭМКЗ, можно предположить, что параметры дисперсии σ_i всех зондов примерно одинаковы и равны σ , а моды x_i равны квадратам их полудлин. Это предположение было подтверждено при обработке экспериментальных данных. Плотность распределения вероятности нормирована так, что выполняется равенство

$$\int_0^\infty \rho_i r dr = \int_0^\infty \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma x_i} \exp\left(-\frac{\sigma^2}{2}\right) \exp\left(-\frac{1}{2\sigma^2} \ln^2 \frac{x}{x_i}\right) dx = 1.$$

В предлагаемом методе вероятностных сверток измеряемые “кажущиеся” УЭС интерпретируются как усреднение истинных электрических сопротивлений среды с весовой функцией вида (2). Таким образом, при любом истинном распределении $R(r)$ i -й зонд регистрирует “кажущееся”, усредненное по всему пространству УЭС, которое можно вычислить по формуле

$$\bar{R}_i = \int_0^\infty R(r)\rho_i(r)r dr. \quad (3)$$

Пусть функция истинных УЭС имеет вид ступеньки:

$$R = \begin{cases} R_n^0, & 0 < r_n, \\ R_0^0, & r_n < r < \infty. \end{cases} \quad (4)$$

Здесь r_n — радиус зоны проникновения фильтрата бурового раствора в водоносный пласт с начальным сопротивлением R_0^0 ; R_n^0 — сопротивление пласта, полностью насыщенного фильтратом. Размер зоны проникновения определяется из уравнения баланса массы воды

$$m\pi(r_n^2 - r_c^2) = 2\pi r_c \int_0^t V(r_c, t) dt, \quad (5)$$

где $V(r_c, t)$ — скорость проникновения фильтрата через стенку скважины радиусом $r = r_c$; m — пористость пласта. Подставляя функцию (4) в формулу (3) и проводя интегрирование, получим

$$\bar{R}_i = \frac{R_n^0}{2} \left[1 + \operatorname{erf}\left(\frac{1}{\sqrt{2}\sigma} \ln \frac{x_n}{x_i} - \frac{\sigma}{\sqrt{2}}\right)\right] + \frac{R_0^0}{2} \left[1 - \operatorname{erf}\left(\frac{1}{\sqrt{2}\sigma} \ln \frac{x_n}{x_i} - \frac{\sigma}{\sqrt{2}}\right)\right], \quad (6)$$

где интеграл вероятности $\operatorname{erf}(x)$ — известная табулированная функция; $x_n = r_n^2$.

Рассмотрим некоторые частные случаи.

1. Однородный пласт с сопротивлением R_0^0 без зоны проникновения ($x_n = 0$). В этом случае при $x_n \rightarrow 0$ из (6) получаем $\operatorname{erf}(-\infty) = -1$ и $\bar{R}_i = R_0^0$, т. е. “кажущееся” сопротивление становится истинным, и все зонды независимо от x_i регистрируют истинное УЭС.

2. Размер зоны проникновения очень большой ($x_n \rightarrow \infty$). В этом случае из формулы (6) вновь следует $\bar{R}_i = R_n^0$.

3. Зона проникновения совпадает с областью высокой чувствительности i -го зонда ($x_n = x_i$). Этот зонд регистрирует “кажущееся” сопротивление, которое вычисляется по формуле

$$\bar{R}_n = \frac{R_n^0 + R_0^0}{2} - \frac{R_n^0 - R_0^0}{2} \operatorname{erf}\left(\frac{\sigma_n}{\sqrt{2}}\right).$$

Из сказанного выше следует, что приемлемое приближенное среднее арифметическое УЭС на фронте резкого изменения сопротивления регистрирует зонд $i = n$ с малым параметром дисперсии σ . Чем больше σ , тем более заниженным будет “кажущееся” УЭС по сравнению с истинным.

1. Проникновение фильтра в водоносный пласт. Распределение истинных сопротивлений в виде (4) при выполнении неравенства $R_n^0 > R_0^0$ соответствует простейшему случаю проникновения относительно пресного фильтра бурового раствора в пласт, полностью насыщенный более минерализованной водой. При таком вытеснении имеет место четко выраженная граница между растворами. Действительно, ранее экспериментально показано [3, 4], что в мелкозернистом песчанике коэффициент фильтрационной дисперсии D_Φ можно представить в виде суммы двух слагаемых:

$$D_\Phi = \lambda_l |v| + D_m m \psi.$$

Здесь λ_l — коэффициент продольной дисперсии; v — скорость вдоль линии тока; D_m — коэффициент диффузии в свободном растворе; ψ — коэффициент извилистости. В опытах получено $\lambda_l \approx 10^{-3}$ м, $\psi \approx 0,7 \div 0,8$. При непродолжительных по времени интрузиях фильтра в пласт, что соответствует реальной ситуации при проходке скважин, вторым слагаемым можно пренебречь. Тогда для коэффициента фильтрационной дисперсии получим $D_\Phi = \lambda_l |v|$. В случае одномерного движения длину зоны размазывания первоначально резкого скачка минерализации ΔR_Φ можно оценить по формуле [5]

$$\Delta R_\Phi = 2\sqrt{2D_\Phi t/m},$$

где t — время. Подставляя в это выражение значение D_Φ и вводя обозначение координаты фронта $r_\Phi \approx vt/m$, при $r_n = 0,5$ м получим $\Delta R_\Phi \approx 6,3 \cdot 10^{-2}$ м. В осесимметричном случае при прочих равных условиях длина зоны примерно равна $3,6 \cdot 10^{-2}$ м, что составляет небольшую по сравнению с глубиной проникновения величину. Поэтому применение кусочно-постоянного распределения сопротивления в виде ступеньки (4) оправданно.

Расчеты показывают, что измеряемые зондами в соответствии с формулой (3) “кажущиеся” сопротивления оказываются сглаженными и совпадают с истинными только вблизи и вдали от скважины.

2. Проникновение в нефтяной пласт. В случае несмешивающегося вытеснения предварительно рассмотрим схему Баклея — Леверетта для двухфазной фильтрации [6]. В осесимметричном случае из законов сохранения массы нефти и воды

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (rv) + m \frac{\partial s}{\partial t} = 0, \quad \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} (rv_1) - m \frac{\partial s}{\partial t} = 0$$

(s — нефтенасыщенность; v, v_1 — скорости нефти и воды соответственно) следуют первый интеграл

$$r(v + v_1) = r_c V(t)$$

и уравнение гиперболического типа для насыщенности

$$m \frac{\partial s}{\partial t} + \frac{r_c}{r} V(t) F'(s) \frac{\partial s}{\partial r} = 0. \quad (7)$$

Здесь F' — производная от функции Баклея — Леверетта $F(s) = \alpha f(s)/[\alpha f(s) + f_1(s)]$; $f(s)$, $f_1(s)$ — относительные фазовые проницаемости для нефти и воды соответственно; $\alpha = \mu_1/\mu$; μ, μ_1 — вязкости флюидов. Функция $F(s)$ обладает свойствами $F(0) = 0$, $F(1) = 1$, $F'(s) \geq 0$ и, кроме того, потоковым свойством $v = r_c V(t) F(s)/r$, $v_1 = r_c V(t)[1 - F(s)]/r$ ($V(t)$ — суммарная скорость флюидов). При проникновении воды $V(t) = v_1(r_c, t)$. Вводя новые переменные

$$\tau = \frac{2}{mr_c} \int_0^t V(t) dt, \quad \xi = \frac{x}{r_c^2} = \left(\frac{r}{r_c}\right)^2,$$

можно выписать неявное решение уравнения (7)

$$\xi = \tau F'(s) + 1,$$

удовлетворяющее условию $r = r_c$ при $t = 0$. Отсюда следует, что переменная τ определяется глубиной (радиусом) проникновения r_n . В соответствии с формулой (5) получаем соотношение

$$\tau = (r_n/r_c)^2 - 1. \quad (8)$$

Как известно, на фронте проникновения воды $r = r_\Phi$ нефтенасыщенность $s = s_\Phi$ остается постоянной, если постоянна начальная нефтенасыщенность s_0 пласта [7]. Ее величина определяется из трансцендентного уравнения

$$s_0 - s_\Phi = [F(s_0) - F(s_\Phi)]/F'(s_\Phi),$$

а фронт $r = r_\Phi$ распространяется по закону

$$r_\Phi = r_c \sqrt{1 + \tau F'(s_\Phi)}.$$

Кроме того, в работе [7] показано, что среднеинтегральная по площади нефтенасыщенность $\langle s \rangle$ не зависит от положения фронта проникновения и определяется только постоянной s_Φ :

$$\langle s \rangle = s_\Phi - F(s_\Phi)/F'(s_\Phi).$$

Заметим, что в отличие от примера, рассмотренного в п. 1, в данном случае $r = r_n$, т. е. радиус общего объемного вытеснения флюидов и координата фронта проникновения фильтра $r = r_\Phi$ не совпадают. Поскольку $(r_\Phi/r_c)^2 = \tau F'(s_\Phi) + 1$ и $F'(s_\Phi) > 1$ при $\alpha < 1$, то с учетом (8) получим

$$(r_\Phi/r_c)^2 = 1 + [(r_\Phi/r_c)^2 - 1]F'(s_\Phi)$$

или

$$r_\Phi^2 - r_c^2 = (r_n^2 - r_c^2)F'(s_\Phi).$$

Так как обычно $F'(s_\Phi) > 1$, то радиус фронта проникновения $r_\Phi > r_n$ (рис. 1). На рис. 1 $s_0 = 0,7$. Следующая за фронтом проникновения r_Φ так называемая окаймляющая зона

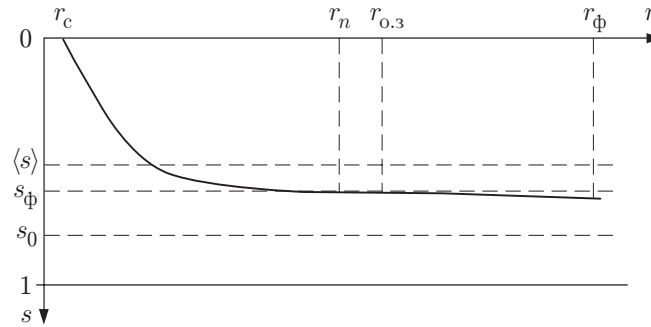


Рис. 1

идентифицируется при каротаже с областью пониженного удельного электрического сопротивления. Концентрация солей в пределах этой зоны выше, чем в водном фильтрате, и практически такая же, как в пластовой воде. Для доказательства этого факта и получения оценки размера окаймляющей зоны в области $r_c < r < r_\phi$ будем рассматривать усредненное по площади значение нефтенасыщенности $s = \langle s \rangle$. На рис. 1 показана зависимость $s(r)$. Процесс солеобмена при вытеснении нефти или газа из прискважинной зоны фильтратом бурового раствора (в данном случае водой с относительно малым содержанием солей c_p) в пласте с природной водонасыщенностью $s_1 = 1 - s_0$ и некоторой минерализацией $c_0 > c_p$ является гетерогенным. При фильтрации часть несмешивающейся с водой нефтяной фазы остается в порах пласта, а пластовая вода, как правило, малоподвижна относительно скелета породы. При описании переноса солей водной фазой в таких случаях необходимо учитывать кинетику массообмена между гетерогенными структурами, содержащими подвижную и связанную воду.

Как показано ранее в работе [8], в случае одномерного движения подходящим уравнением кинетики солеобмена является уравнение изотермы Фрейндлиха, согласно которому интенсивность обмена предполагается пропорциональной разности концентраций солей в подвижной и связанной воде. Если массообмен происходит достаточно быстро, то концентрация солей в образующейся за фронтом проникновения окаймляющей зоне оказывается равной концентрации солей в пластовой воде. Аналогичный результат получается при использовании так называемого метода эффективных тарелок, если “высоту тарелки” устремить к нулю [9].

При осесимметричном движении рассмотрим два случая (рис. 2). Случай 1 соответствует проникновению фильтрата с фронтом r_ϕ без взаимодействия с пластовой водой (рис. 2,а), случай 2 — проникновению на ту же глубину, но с бесконечно быстрым взаимодействием в соответствии с описанным выше механизмом (рис. 2,б). На рис. 2 представлены соответствующие этим случаям схемы массообмена. Из закона сохранения массы растворенных в воде солей получаем уравнение

$$(r_\phi^2 - r_c^2)[(1 - s_0)c_0 + (s_0 - \langle s \rangle)c_p] = (r_\phi^2 - r_{0.3}^2)(1 - \langle s \rangle)c_0 + (r_{0.3}^2 - r_c^2)(1 - \langle s \rangle)c_p.$$

Собирая подобные члены, получим основное соотношение между радиусом окаймляющей зоны $r_{0.3}$, фронтом проникновения фильтрата r_ϕ , начальной нефтенасыщенностью пласта s_0 и средней нефтенасыщенностью зоны проникновения $\langle s \rangle$:

$$r_{0.3}^2 = \frac{s_0 - \langle s \rangle}{1 - \langle s \rangle} r_\phi^2 + r_c^2 \frac{1 - s_0}{1 - \langle s \rangle}.$$

Сказанное выше справедливо и в случае проникновения фильтрата в газonosный пласт. Схема вытеснения представлена на рис. 3 ($s_0 = 0,7$). В отличие от схемы вытесне-

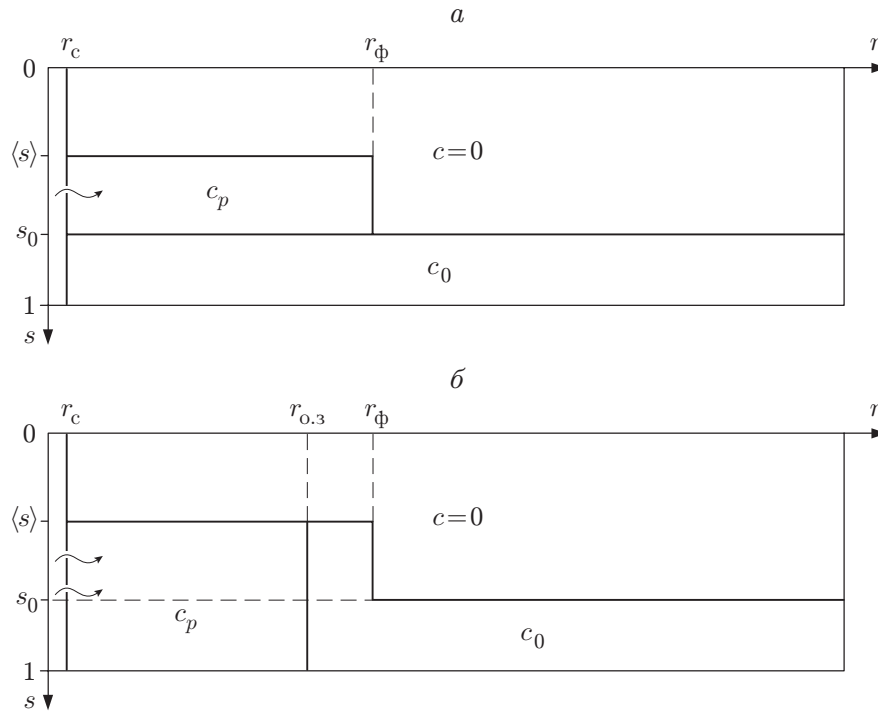


Рис. 2

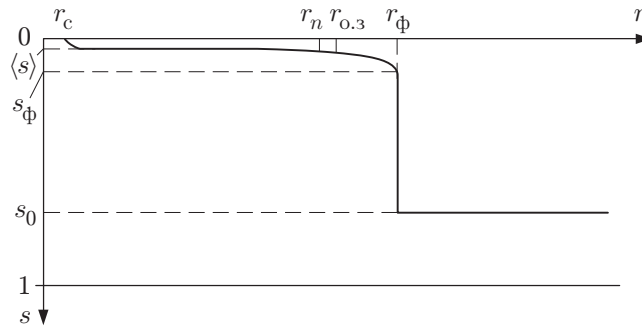


Рис. 3

ния нефти (см. рис. 1) в этом случае наблюдаются низкие значения средней газонасыщенности. Таким образом, при бурении скважин на водных глинистых растворах в нефтяных или газоносных пластах функция электрического сопротивления в прискважинной зоне представляется в виде

$$R = \begin{cases} R_n, & r_c < r \leq r_{0.3}, \\ R_{0.3}, & r_{0.3} < r < r_\phi, \\ R_0, & r_\phi < r < \infty. \end{cases}$$

Здесь $R_{0.3}$ — удельное сопротивление окаймляющей зоны. Подставляя эти величины в формулу (3), получим

$$\begin{aligned} \bar{R}(r_i) = & \frac{R_n - R_{0.3}}{2} \left[1 + \operatorname{erf} \left(\frac{1}{\sqrt{2}\sigma} \ln \frac{x_{0.3}}{x_i} - \frac{\sigma}{\sqrt{2}} \right) \right] + \\ & + \frac{R_{0.3}}{2} \left[1 + \operatorname{erf} \left(\frac{1}{\sqrt{2}\sigma} \ln \frac{x_\phi}{x_i} - \frac{\sigma}{\sqrt{2}} \right) \right] + \frac{R_0}{2} \left[1 - \operatorname{erf} \left(\frac{1}{\sqrt{2}\sigma} \ln \frac{x_\phi}{x_i} - \frac{\sigma}{\sqrt{2}} \right) \right]. \end{aligned} \quad (9)$$

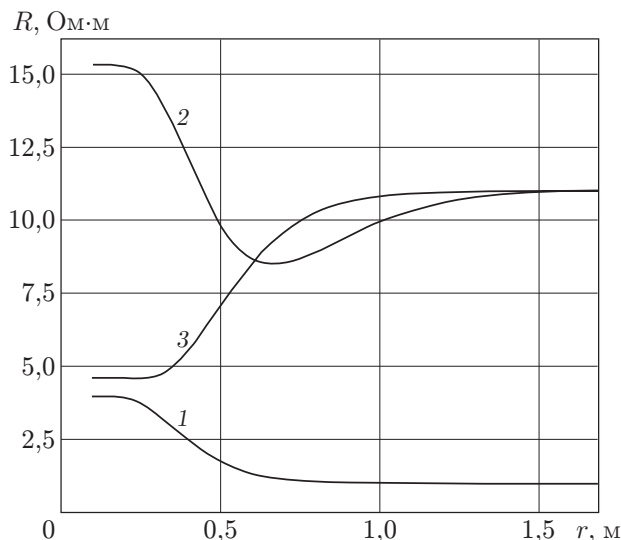


Рис. 4

Заметим, что уравнения (6) и (9) для “кажущихся” сопротивлений, регистрируемых i -м зондом, можно рассматривать как общее выражение для произвольного множества зондов, если они характеризуются одинаковой дисперсией и, кроме того, удовлетворяют изопараметрическим условиям (1).

3. Примеры расчетов. Рассмотрим проникновение фильтрата в водоносный, нефтяной и газоносный пласты с одинаковыми по глубине зонами проникновения $r_n = 0,5$ м, одинаковыми концентрациями и количеством связанной воды $s_1^0 = 1 - s_0$, $s_0 = 0,7$ (для нефтегазового пласта). Для водоносного пласта примем $R_n^0 = 4$ Ом·м, $R_0^0 = 1$ Ом·м. На рис. 4 этому случаю соответствует кривая 1, полученная по формуле (6).

Для нефтеносного пласта примем $f(s) = s^{3,5}$, $f_1(s) = (1 - s)^{3,5}$, $\alpha = 0,16$. Тогда для $s_0 = 0,7$ получим [7] $s_\Phi = 0,607$, $\langle s \rangle = 0,489$, $r_\Phi = 0,93$ м, $r_{0,3} = 0,59$ м. В соответствии с известным законом Арчи [10] отношение электрического сопротивления пористой среды при полном насыщении порового пространства электролитом к сопротивлению при неполном насыщении тем же электролитом обратно пропорционально степени насыщения $s_1 = 1 - s$ с некоторым показателем $n \approx 2$. Для рассматриваемого нефтяного пласта можно положить $R_n = R_n^0 / (1 - \langle s \rangle)^2$, $R_0 = R_0^0 / (1 - s_0)^2$, $R_{0,3} = R_0^0 / (1 - \langle s \rangle)^2$. Тогда по формуле (9) определим зависимость, графиком которой является кривая 2 на рис. 4.

В случае газоносного пласта можно принять $\alpha = 50$. Соответствующая схема вытеснения представлена на рис. 3. В расчетах получены следующие значения параметров: $s_\Phi = 0,12$, $F'(s_\Phi) = 1,6$, $\langle s \rangle = 0,07$, $x_\Phi = 0,27$, $x_{0,3} = 0,397$, $R_n = 4,62$, $R_{0,3} = 1,16$, $R_0 = 11,1$. Зависимость, соответствующая этим данным, представлена кривой 3 на рис. 4. Во всех рассмотренных примерах для дисперсии σ использовано полученное в результате решения обратных задач по данным зондирования водонасыщенных пластов значение 0,68.

На рис. 4 видно, что кривая зондирования средненасыщенных нефтью пластов (кривая 2) за счет наличия окаймляющей зоны имеет локальный минимум. Как показывают исследования, он практически отсутствует для пластов с достаточно большим содержанием нефти из-за невысокой разрешающей способности зондов при больших значениях σ . Аналогичная картина наблюдается для газоносных пластов: наличие окаймляющих зон в них можно обнаружить только теоретически.

Заключение. На основе фокусирующих свойств зондов в приборах типа ВИКИЗ (5 зондов) или ВЭМКЗ (9 зондов) с использованием аналитических решений задач несме-

шивающейся фильтрации с быстрым солеобменом между фильтратом бурового раствора и природной пластовой водой выведены простые инженерные формулы, пригодные для интерпретации диаграмм зондирования. Полученные формулы позволяют эффективно решать обратные задачи определения физических свойств пластов и содержащихся в них флюидов по данным электромагнитного каротажа.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Антонов Ю. Н.** Изопараметрическое каротажное зондирование (обоснование ВИКИЗ) // Геология и геофизика. 1981. № 6. С. 81–91.
2. **Петров А. Н., Каюров К. Н., Эпов М. И. и др.** Новый программно-аппаратурный девятизондовый комплекс высокочастотного электромагнитного каротажа // Электрические и электромагнитные методы исследования в нефтегазовых скважинах. Новосибирск: Объед. ин-т геологии, геофизики и минералогии СО РАН, 1999. С. 122–130.
3. **Day P. R.** Dispersion of moving salt-water boundary advancing through saturated sands // Trans. Amer. Geophys. Union. 1956. V. 37, N 5. P. 595–601.
4. **Aronofsky J., Heller J.** A diffusion model to explain mixing of flowing miscible fluids in porous media // Trans. AIME. 1957. V. 210, N 12. P. 345–349.
5. **Beard J.** Dynamics of fluids in porous media. N. Y.: Amer. Elsevier Publ. Co., 1972.
6. **Чарный И. А.** Подземная гидрогазодинамика. М.: Гостехтеоретиздат, 1963.
7. **Корсакова Н. К., Пеньковский В. И.** Приток нефти к галерее затампонированных водой скважин // ПМТФ. 2001. Т. 42, № 6. С. 86–92.
8. **Пеньковский В. И.** К вопросу о математическом моделировании процесса рассоления грунтов // ПМТФ. 1975. № 5. С. 186–191.
9. **Рачинский В. В.** Введение в общую теорию динамики сорбции и хроматографии. М.: Наука, 1964.
10. **Коллинз Р.** Течение жидкостей через пористые материалы. М.: Мир, 1964.

Поступила в редакцию 4/IV 2003 г.
