

**МОДЕЛИРОВАНИЕ И ИНВЕРСИЯ ДАННЫХ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРОТАЖА  
В ПЛАСТАХ КОНЕЧНОЙ МОЩНОСТИ, ВСКРЫТЫХ НА БИОПОЛИМЕРНЫХ  
И НЕФТЯНЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРАХ**

**В.Н. Глинских, М.Н. Никитенко, М.И. Эпов**

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,  
630090, Новосибирск, просп. Академика Коптюга, 3, Россия*

Разработаны программно-алгоритмические средства численного моделирования и инверсии диаграмм электромагнитных зондирований в двумерных моделях геологических разрезов скважин, пробуренных на биополимерных и нефтяных растворах. Созданы алгоритмы решений линеаризованных прямой и обратной задач электромагнитного каротажа, позволяющие оперативно моделировать диаграммы и восстанавливать распределение удельной электропроводности (УЭП) горных пород вокруг скважины. Математическое моделирование основано на численно-аналитическом решении прямой задачи электромагнитного каротажа в пластах конечной мощности при высоком контрасте УЭП между скважиной и горными породами. При линейной инверсии используется SVD-разложение матрицы чувствительностей. Приведены результаты численного моделирования и количественной интерпретации синтетических и практических диаграмм электромагнитного каротажа на интервалах флюидонасыщенных терригенных и карбонатных пластов-коллекторов, вскрытых на высококонтрастных по УЭП буровых растворах.

*Двумерные прямая и обратная задачи, математическое моделирование, численная инверсия, электромагнитные зондирования, разность фаз, удельная электропроводность.*

**NUMERICAL MODELING AND INVERSION OF ELECTROMAGNETIC LOGS  
IN THE WELLS DRILLED WITH BIOPOLYMER AND OIL-BASED MUD**

**V.N. Glinskikh, M.N. Nikitenko, and M.I. Epov**

Algorithms and software for numerical modeling and inversion of electromagnetic logs in the wells drilled with biopolymer and oil-based mud are developed. The algorithms are based on linearized solutions of the forward and inverse problems of electromagnetic logging and permit fast modeling of induction logs and efficient recovery of electric conductivity around the well. Mathematical modeling is based on numerical-analytical solution of 2D forward problem taking into account high conductivity contrast between the well and the formation. Linear inversion is based on SVD-decomposition of information matrix. The results of numerical modeling and inversion of synthetic and field logs at the intervals of fluid-saturated terrigenous and carbonate formations drilled using biopolymer and oil-based mud are given.

*2D forward and inverse problem, mathematical modeling, inversion, electromagnetic logging, phase difference, electric conductivity*

**ВВЕДЕНИЕ**

Рассмотрим один из современных методов электрометрии — высокочастотные индукционные каротажные изопараметрические зондирования (ВИКИЗ) [Антонов, Жмаев, 1979; Технология..., 2000]. В нем используется диапазон частот от 0.875 до 14 МГц и измеряются относительные характеристики электромагнитных откликов. Он направлен на детальное изучение пространственного распределения УЭП горных пород, что позволяет проводить литологическое расчленение разреза, выделять интервалы пластов-коллекторов и определять характер их флюидонасыщения. За последнее десятилетие опубликовано большое число работ, посвященных теории, разработке аппаратуры и методике интерпретации

данных ВИКИЗ [Эпов и др., 2010]. Метод широко применяется при изучении месторождений Западной и Восточной Сибири, стран СНГ и Китая.

В настоящее время для вскрытия разрезов нефтегазовых месторождений все больше применяются высокоминерализованные биополимерные буровые растворы, а также растворы на нефтяной основе. Их использование приводит к возникновению высокого контраста УЭП между скважиной и пластом (до сотен раз). Биополимерно-солевые растворы характеризуются высокими значениями УЭП (1/0.2—1/0.02 См/м). Буровые растворы на нефтяной основе, как правило, представляют нефтеводные эмульсии или дизельное топливо, значения УЭП которых изменяются в широких пределах (1/20—1/200 См/м). При количественной интерпретации данных электромагнитного каротажа в условиях высокого контраста УЭП бурового раствора необходимо детально учитывать особенности модели, связанные со скважиной.

Существующая интерпретационная база электромагнитного каротажа, основанная на решениях прямых и обратных задач в рамках слоисто-однородных моделей, позволяет полностью учесть влияние высококонтрастной скважины [Эпов, Никитенко, 1993]. Численная инверсия электромагнитных откликов состоит в определении электрофизических и геометрических параметров прискважинной области и мощного (существенно больше длины зонда) пласта. Однако при интерпретации на интервалах пластов, мощность которых соизмерима с длинами зондов и меньше их, возникает неоднозначность в определении их геоэлектрических параметров. Сигналы в пластах ограниченной мощности могут быть адекватно проинтерпретированы только с использованием двумерной инверсии.

Развитие теоретико-методической базы количественной интерпретации во многом зависит от разработки аппарата оперативного математического моделирования. Как правило, решения двух- и трехмерных задач электродинамики в полной постановке оказываются малоэффективными для интерпретации из-за их высокой ресурсоемкости и используются только для верификации результатов одномерной инверсии [Эпов, Мартаков, 1999; Эпов и др., 2007; Сурудина, Эпов, 2012]. На этих подходах базируются эффективные процедуры трансформации измеряемых сигналов с учетом влияния высококонтрастной скважины в моделях с реальной геометрией зондов и конечными размерами катушек, в том числе при смещении зондов на стенку скважины [Эпов и др., 2007; Игнатов, Сухорукова, 2009]. Вместе с тем для учета скважины в многомерной интерпретационной модели для инверсии данных каротажных зондирований применяются методы многочастотной фокусировки [Tabarovsky, Rabinovich, 1998; Xiao, 2006].

Для оперативного моделирования электромагнитных полей в неоднородных средах широко используются приближенные линеаризованные подходы [Cheruka, 1998; Могилатов, 1999, 2000; Эпов, 2005; Zhdanov, 2009]. С их использованием инверсия основывается на линеаризации обратной задачи в пространстве модельных параметров и сводится к решению системы линейных алгебраических уравнений (СЛАУ). Элементами ее матрицы являются чувствительности измеряемых сигналов к модельным параметрам, характеризующие степень их разрешенности. Решение обратной задачи состоит в обращении исходной СЛАУ, связывающей экспериментальные данные и модельные параметры. Результатом инверсии является восстановление пространственного распределения УЭП среды. Линеаризованная обратная задача с многочастотными и многозондовыми профильными данными является условно корректной. Для преодоления проблемы низкой обусловленности матрицы чувствительностей эффективно используют псевдообращение или ее SVD-разложение.

Работа посвящена развитию приближенных подходов численного моделирования и инверсии данных электромагнитного каротажа в двумерных проводящих средах. Основная задача связана с разработкой быстрых алгоритмов приближенного моделирования диаграмм и восстановления пространственного распределения УЭП горных пород вокруг высококонтрастной по УЭП скважины.

### ПРИБЛИЖЕННЫЕ РЕШЕНИЯ ПРЯМОЙ И ОБРАТНОЙ ДВУМЕРНОЙ ЗАДАЧИ

Для решения прямой задачи электромагнитных зондирований в проводящих средах используется метод возмущений. Линеаризованная постановка краевой задачи и ее решение сводится к определению компонент электрического и магнитного полей на оси симметрии модели, разделенной на области разной УЭП системой горизонтальных плоскопараллельных ( $z = z_k$ ,  $k = 1, \dots, n$ ) и коаксиально-цилиндрических ( $r = r_{kl}$ ,  $l = 1, \dots, m$ ) границ ( $n$  и  $m$  — их число) [Эпов, 2005]. Вертикальная компонента переменного магнитного поля описывается следующим приближенным выражением (линейное приближение Рыгова)

$$H_z(r_0, z_0 | r, z) \approx H_z^b(r_0, z_0 | r, z) \exp\left(\Delta k^2 \frac{\Delta H(r_0, z_0 | r, z)}{H_z^b(r_0, z_0 | r, z)}\right), \quad (1)$$

где  $H_z^b(r_0, z_0 | r, z)$  — вертикальная компонента магнитного поля в фоновой модели,  $\Delta H(r_0, z_0 | r, z)$  — двукратный интеграл по области возмущения, определяемый как

$$\Delta H(r_0, z_0 | r, z) = 2\pi \int_S G_z^H(r', z' | r, z) E_\phi^b(r_0, z_0 | r', z') dS. \quad (2)$$

Здесь  $E_\phi^b(r_0, z_0 | r, z)$  — тангенциальная компонента электрического поля в фоновой модели с распределением электропроводности  $\sigma^b$ ;  $G_z^H(r', z' | r, z)$  — функция Грина;  $\Delta k^2(r', z') = -i\omega\mu_0\Delta\sigma(r', z')$  — возмущение квадрата волнового числа, связанное с относительно небольшими пространственными вариациями УЭП,  $(r_0, z_0)$ ,  $(r, z)$  и  $(r', z')$  — координаты центров генераторной и приемной катушек, а также переменной интегрирования.

Решениями электродинамических задач в фоновых моделях, описывающихся одномерными кусочно-постоянными распределениями УЭП в радиальном или вертикальном направлениях, являются широко известные интегральные представления. В (1) они описывают первый множитель.

Основной часто применяемой фоновой моделью является однородное пространство, поскольку на ее основе возможно создание быстрых и высокоэффективных алгоритмов. При значительном контрасте между скважиной и вмещающей средой со значительным влиянием первой на измеряемый сигнал в качестве фоновой необходимо выбрать цилиндрическую слоисто-однородную модель. Это приводит к необходимости использования более сложных подынтегральных функций в выражении (2).

Для построения линейного приближения, учитывающего влияние скважины, в качестве фонового используем электромагнитное поле горизонтального витка с единичным током в двухслойной цилиндрической среде. В этом случае соответствующие множители подынтегрального выражения (2) — тангенциальная компонента электрического поля и функция Грина — имеют следующий вид:

$$E_\phi = \frac{i\omega\mu_0}{2\pi r_c} \int_0^\infty \frac{K_1(p_2 r') \cos[\lambda'(z' - z_0)]}{D(\lambda')} d\lambda', \quad (3)$$

$$G_z^H = \frac{r'}{\pi r_c} \int_0^\infty \frac{K_1(p_2'' r') \cos[\lambda''(z - z')]}{D(\lambda'')} d\lambda'', \quad (4)$$

где  $p_j' = \sqrt{\lambda'^2 - i\omega\mu_0\sigma_j}$ ,  $p_j'' = \sqrt{\lambda''^2 - i\omega\mu_0\sigma_j}$ ,  $\lambda'$  и  $\lambda''$  — пространственные частоты,  $I_0$ ,  $I_1$ ,  $K_0$ ,  $K_1$  — модифицированные функции Бесселя и Макдональда.

Общий вид знаменателей подынтегральных выражений (3), (4) представим в виде

$$D(\lambda) = I_0(p_1 r_c) K_1(p_2 r_c) + \frac{p_2}{p_1} K_0(p_2 r_c) I_1(p_1 r_c),$$

где  $\lambda = \lambda', \lambda''$  и  $p_j = p_j', p_j''$  для индексов  $j = 1, 2$ .

С учетом (3), (4) двукратный интеграл (2) по области возмущения сводится к вычислению четырехкратного интеграла. Переменной порядка интегрирования по геометрии области возмущения и по пространственным частотам (2) он приводится к вычислению выражения общего вида

$$\Delta H(r_0, z_0 | r, z) = \frac{i\omega\mu_0}{2\pi^3 r_c^2} \int_0^\infty \int_0^\infty \frac{A'(\lambda', \lambda'') A''(\lambda', \lambda'')}{D(\lambda') D(\lambda'')} d\lambda' d\lambda'', \quad (5)$$

где соответствующие интегралы  $A'(\lambda', \lambda'')$  и  $A''(\lambda', \lambda'')$  определяются как

$$A'(\lambda', \lambda'') = \int_{z_k}^{z_{k+1}} \cos[\lambda'(z' - z_0)] \cos[\lambda''(z - z')] dz', \quad (6)$$

$$A''(\lambda', \lambda'') = \int_{r_{k,j}}^{r_{k,j+1}} K_1(p_2' r') K_1(p_2'' r') r' dr'. \quad (7)$$

Аналитическое вычисление интегралов (6), (7) позволяет свести вычисление (5) к численному интегрированию по соответствующим пространственным частотам  $\lambda'$  и  $\lambda''$ . Объем вычислений может быть значительно сокращен за счет симметрии по  $\lambda'$  и  $\lambda''$  в подынтегральном выражении (5). Главным образом это позволяет сократить объем вычислений модифицированных функций Бесселя и Макдональда. Так, аналитические представления выражений (6), (7) имеют следующий вид:

$$A'(\lambda', \lambda'') = \frac{1}{\lambda'^2 - \lambda''^2} \sin \left[ \frac{\lambda' - \lambda''}{2} (z_{k+1} - z_k) \right] \cos \left[ \frac{\lambda' - \lambda''}{2} (z_{k+1} + z_k) - 2\lambda' z_0 + 2\lambda'' z \right] +$$

$$+ \frac{1}{\lambda'^2 + \lambda''^2} \sin \left[ \frac{\lambda' + \lambda''}{2} (z_{k+1} - z_k) \right] \cos \left[ \frac{\lambda' + \lambda''}{2} (z_{k+1} + z_k) - 2\lambda' z_0 - 2\lambda'' z \right],$$

$$A''(\lambda', \lambda'') = \frac{r_{k,l+1}}{\lambda'^2 - \lambda''^2} \left[ p_2' K_0(p_2' r_{k,l+1}) K_1(p_2'' r_{k,l+1}) - p_2'' K_1(p_2' r_{k,l+1}) K_0(p_2'' r_{k,l+1}) \right] -$$

$$- \frac{r_{k,l}}{\lambda'^2 - \lambda''^2} \left[ p_2' K_0(p_2' r_{k,l}) K_1(p_2'' r_{k,l}) - p_2'' K_1(p_2' r_{k,l}) K_0(p_2'' r_{k,l}) \right].$$

В случае  $\lambda' = \lambda''$  ( $p' = p''$ ) выражения (6), (7) записываются следующим образом:

$$A'(\lambda') = \frac{z_{k+1} - z_k}{2} \cos[\lambda'(z - z_0)] + \frac{1}{2\lambda'} \sin[\lambda'(z_{k+1} - z_k)] \cos[\lambda'(z_{k+1} + z_k - z - z_0)],$$

$$A''(\lambda') = \frac{r_{k,l+1}}{2p_2'} \left[ p_2' r_{k,l+1} (K_1^2(p_2' r_{k,l+1}) - K_0^2(p_2' r_{k,l+1})) - 2K_1(p_2' r_{k,l+1}) K_0(p_2' r_{k,l+1}) \right] -$$

$$- \frac{r_{k,l}}{2p_2'} \left[ p_2' r_{k,l} (K_1^2(p_2' r_{k,l}) - K_0^2(p_2' r_{k,l})) - 2K_1(p_2' r_{k,l}) K_0(p_2' r_{k,l}) \right].$$

Выражение (5) с учетом представлений (6), (7) определяет численно-аналитическое решение приближенной двумерной задачи электромагнитного каротажа, включающей высококонтрастную по УЭП скважину.

Применение полученных решений для электромагнитного поля не всегда эффективно, поскольку измеряемая разность фаз является нелинейной относительно параметров среды. Поэтому используем линейризованное решение для измеряемой характеристики [Эпов, 2005], которое представлено в следующем виде:

$$\Delta\varphi \approx \Delta\varphi^b + \sum_{i=1}^m \Delta\sigma_i \Delta G_i. \quad (8)$$

Здесь  $\Delta\varphi^b$  — разность фаз в фоновой модели,  $\Delta\sigma_i$  — возмущения УЭП в областях, образованных взаимным пересечением горизонтальных и вертикальных границ,  $\Delta G_i$  — псевдогеометрический фактор.

Линеаризованное представление (8) может быть эффективно использовано для инверсии, поскольку легко модифицируется в СЛАУ относительно возмущений УЭП

$$\delta\varphi \approx \hat{B} \delta\sigma,$$

здесь  $\delta\varphi$  — относительные приращения разностей фаз, обусловленные  $\delta\sigma$  — относительными возмущениями УЭП;  $\hat{B}$  — матрица коэффициентов размерности  $m \times n$ , соответствующая логарифмическим производным измеряемого сигнала по модельным параметрам;  $m$  — число параметров и  $n$  — число измерений.

Решение обратной задачи состоит в обращении исходной системы, связывающей экспериментальные данные и параметры модели, представленное в виде

$$\delta\sigma = \hat{B}^{-1} \delta\varphi.$$

Вычисление псевдообратной матрицы  $\hat{B}^{-1}$  строится на основе сингулярного разложения матрицы  $\hat{B}$ . SVD-разложение прямоугольной матрицы  $\hat{B}$  определяется следующим образом:

$$\hat{B} = \hat{U} \hat{\Lambda} \hat{V}^T,$$

здесь  $\hat{\Lambda}$  — диагональная матрица размерности  $m \times m$ , элементами которой являются сингулярные числа матрицы  $\hat{B}$   $\beta_1 \geq \beta_2 \geq \dots \geq \beta_m \geq 0$ ,  $\hat{U}$  и  $\hat{V}$  — ортонормированные квадратные (размерности  $n \times n$  и  $m \times m$ ) матрицы, состоящие из левых и правых собственных векторов матрицы  $\hat{B}$ .

Для вычисления обратной матрицы  $\hat{B}^{-1}$  используем выражение

$$\hat{B}^{-1} = \hat{V} \hat{\Lambda}^{-1} \hat{U}^T.$$

В данной постановке решение двумерной обратной задачи сводится к восстановлению пространственного распределения УЭП горных пород в модели с предварительным определением положения горизонтальных границ пластов и цилиндрических прискважинных зон. Для определения УЭП в областях возмущений в качестве начальной модели эффективно использовать результаты одномерной инверсии, полученные на основе цилиндрически-слоистой модели [Эпов, Никитенко, 1993].

## МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ

Как уже указывалось, двумерное моделирование диаграмм необходимо, в первую очередь, для изучения маломощных пластов, соизмеримых и меньших длины зондирующей системы. Типичные геоэлектрические модели характеризуются наличием вертикальной скважины, пересекающей пачку горизонтальных слоев, в каждом из которых может быть зона проникновения. Предложенный алгоритм численного моделирования предназначен для расчетов в моделях с произвольным числом горизонтальных слоев и составным строением прискважинной зоны. Для тестирования алгоритма и определения пределов применимости приближенного подхода проведен сравнительный анализ в геоэлектрических моделях флюидонасыщенных коллекторов, вскрытых на биополимерном и нефтяном буровых растворах. Отметим, что все рассматриваемые модели характеризуются малой мощностью пластов (0.4—2.4 м) с высоким контрастом УЭП между горными породами (1/250—1/2 См/м) и скважиной (1/50—1/0.02 См/м).

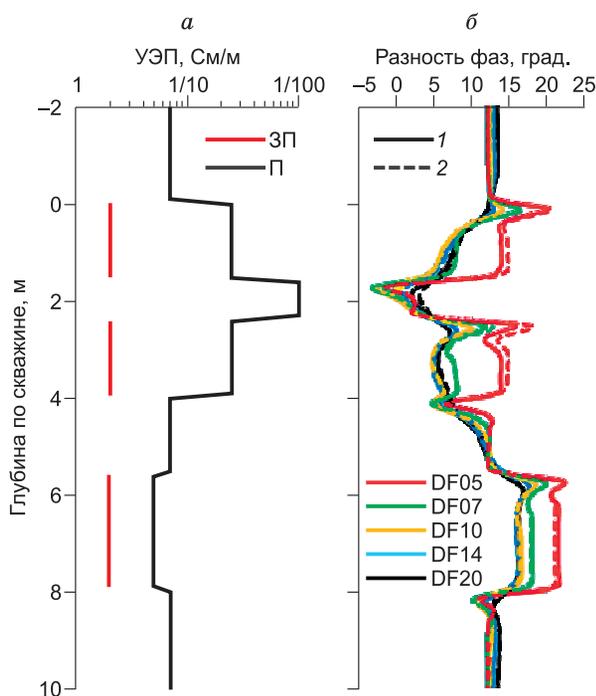
Для оценки точности выполнен сравнительный анализ диаграмм разностей фаз, рассчитанных с использованием приближенного подхода на основе выражения (8) и метода конечных разностей [Суродина, Эпов, 2012]. Система ВИКИЗ характеризуется следующими параметрами: зонд DF05 — длина 0.5 м и частота 14 МГц; DF07 — 0.7 м, 7 МГц; DF10 — 1.0 м, 3.5 МГц; DF14 — 1.4 м, 1.75 МГц; DF20 — 2.0 м, 0.875 МГц [Технология..., 2000].

Рассмотрим типичную модель сложнопостроенного нефтеводонасыщенного коллектора, осложненного карбонатными и глинистыми прослоями, вскрытого скважиной (радиус 0.12 м) на буровом биополимерном растворе (УЭП 1/0.02 См/м). Верхняя часть коллектора характеризуется нефтенасыщенным пластом (мощность до 4 м, УЭП 1/25 См/м) и перекрыта аргиллитами (1/7 См/м). Пласт осложнен маломощным непроводящим карбонатным прослоем (0.8 м, 1/100 См/м). Нижняя часть коллектора представлена водонасыщенным пластом (2.4 м, 1/5 См/м) и подстилается аргиллитами. При вскрытии проницаемых интервалов образуется неглубокая зона проникновения повышающего характера (радиус 0.3 м, УЭП 1/2 См/м). Вертикальные распределения УЭП в зонах проникновения (ЗП) и неизменных частях пластов (П) приведены на рис. 1, а.

Синтетические диаграммы разностей фаз, полученные с использованием метода конечных разностей (усл. 1) и приближенного подхода (2), приведены на рис. 1, б. В целом наблюдается хорошее совпадение диаграмм. Для всех зондов их относительная разность не превышает 2%. Наибольшее расхождение наблюдается на интервалах флюидонасыщенных пластов для зонда DF05 и в карбонатном прослое — для зонда DF20. Относительная погрешность для зонда DF05 на интервалах нефтенасыщенного пласта составляет около 4%, водонасыщенного — менее 2% и обусловлена контрастом УЭП между зоной проникновения и пластом. Относительная погрешность для зонда DF20 на интервале карбонатного прослоя составляет не более 12%, что преимущественно связано с контрастом УЭП. На изучаемом интервале наблюдаются отрицательные значения разностей фаз для коротких зондов. Подобное поведение диаграмм электромагнитного каротажа характерно в карбонатно-терригенных разрезах, вскрытых на сильнопроводящих буровых растворах.

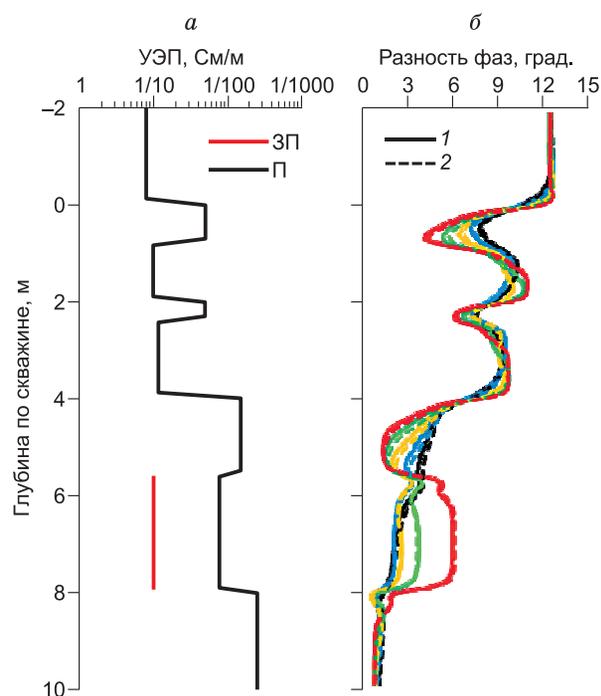
Рассмотрим геоэлектрическую модель карбонатно-терригенного разреза, характеризующуюся существенной вертикальной неоднородностью и высоким контрастом УЭП. Флюидонасыщенные карбонаты, перекрытые глинистыми отложениями, вскрыты скважиной (радиус 0.108 м) на нефтяном буровом растворе (УЭП 1/50 См/м). Карбонатный интервал (4.0—10.0 м) характеризуется низкими значениями УЭП (1/250—1/150 См/м) и включает коллектор (мощность 2.4 м, УЭП 1/80 См/м) с повышающей зоной проникновения (радиус 0.3 м, УЭП 1/10 См/м). Он перекрыт непроницаемыми аргиллитами (1/7 См/м), осложненными маломощными (0.4 и 0.8 м) уплотненными прослоями (1/50 См/м). Вертикальное распределение УЭП в зонах проникновения и неизменных частях пластов приведено на рис. 2, а.

Сравнение синтетических диаграмм разностей фаз, полученных с использованием метода конечных разностей (1) и приближенного подхода (2), показано на рис. 2, б. Представленные диаграммы хорошо описывают вертикально-неоднородный разрез, их относительное расхождение в среднем не пре-



**Рис. 1. Модель водоплавающего нефтенасыщенного коллектора, вскрытого на биополимерном буровом растворе, и результаты моделирования.**

Вертикальное распределение УЭП (а) и синтетические диаграммы (б). Здесь и далее: пояснения см. в тексте.



**Рис. 2. Модель карбонатного коллектора, вскрытого на нефтяном буровом растворе и результаты моделирования.**

Вертикальное распределение УЭП (а) и синтетические диаграммы (б).

вышает 1.5—2.0 %. Максимальные относительные разности (3—4 %) наблюдаются на интервале коллектора для зондов DF05-07. Для зондов DF14-20 они не превышают 1 %. Для последних относительное расхождение возрастает при пересечении кровли коллектора. Это связано с недостаточно точным выбором параметров фоновой модели.

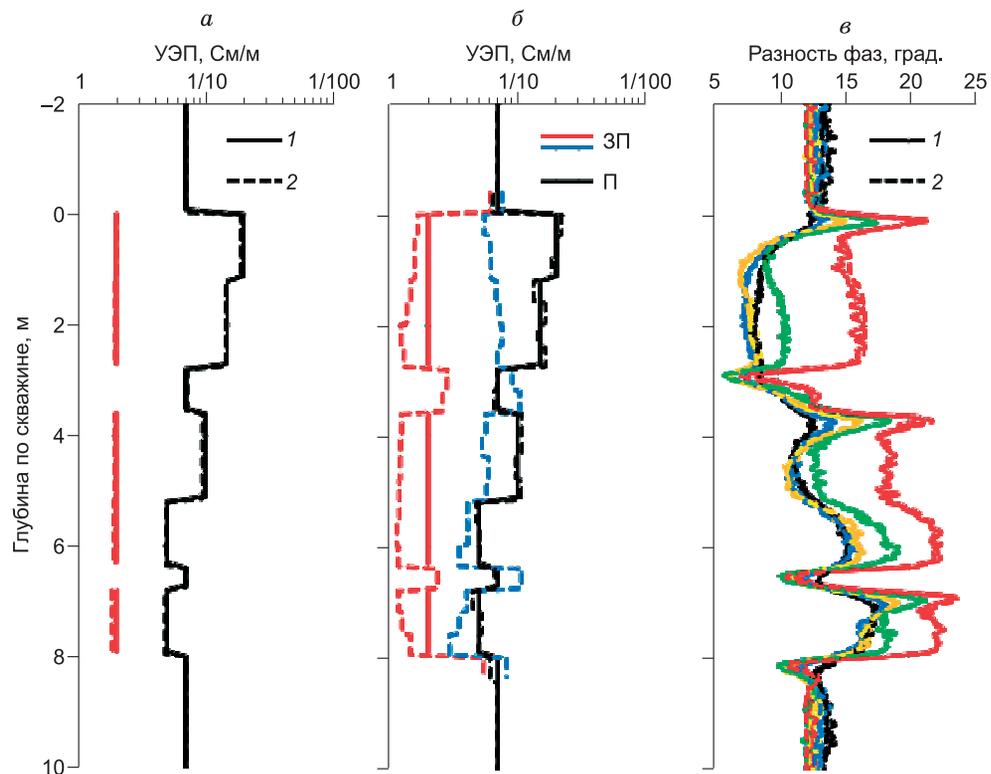
Сравнительный анализ результатов показывает, что для расчета диаграмм в типичных моделях терригенных и карбонатных пластов-коллекторов, вскрытых на биополимерных и нефтяных буровых растворах, целесообразно использовать приближенный подход.

### ЧИСЛЕННАЯ ИНВЕРСИЯ СИНТЕТИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Для проверки алгоритма линейной инверсии (8) используем синтетические диаграммы, полученные конечно-разностным моделированием. На эти сигналы наложен нормально распределенный случайный шум с дисперсией 0.05. Шаг дискретизации по глубине составляет 0.1 м.

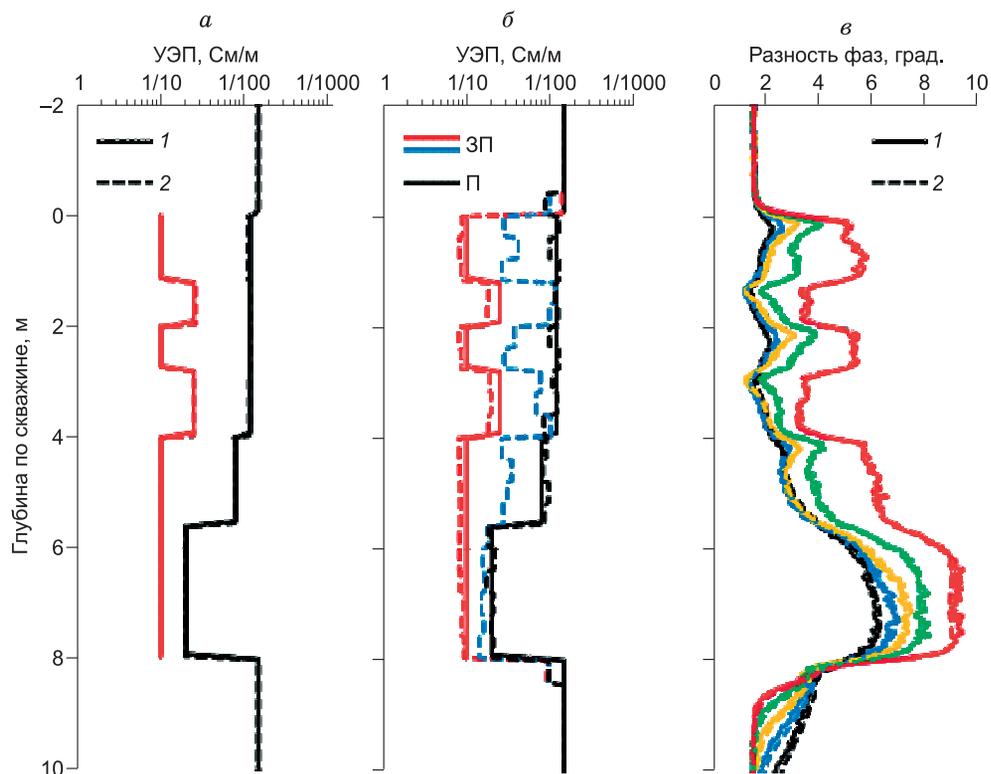
Рассмотрим результаты инверсии в модели водоплавающего нефтенасыщенного коллектора в глинистых отложениях, вскрытого скважиной (радиус 0.12 м) на биополимерном буровом растворе (УЭП 1/0.05 См/м) (рис. 3). Этот пример характерен для сложностроенных флюидонасыщенных юрских терригенных коллекторов Западной Сибири. Верхняя часть коллектора характеризуется уменьшением нефтесодержания от кровли к подошве и представлена тремя пластами. Верхний пласт — нефтенасыщенный (мощность 1.2 м, УЭП 1/20 См/м), средний — нефтеводонасыщенный (1.6 м, 1/15 См/м) и нижний — водонефтенасыщенный (1.6 м, 1/10 См/м). Нижняя часть коллектора включает два водонасыщенных пласта (мощности 1.2 м, УЭП 1/5 См/м). В интервале коллектора есть два прослоя аргиллитов (мощности 0.4 и 0.8 м, УЭП 1/7 См/м). В проницаемой части коллектора есть повышающая зона проникновения (радиус 0.3 м, УЭП 1/2 См/м).

На рис. 3, а приведено исходное (1) и восстановленное (2) вертикальное распределение УЭП в зоне проникновения и неизмененных частях пластов. В качестве начальной модели для инверсии выбрана однородная среда с УЭП вмещающих глинистых отложений. Как видно, относительная погрешность определения УЭП не превышает 3—4 %.



**Рис. 3. Результаты двумерной инверсии в водоплавающем нефтеводонасыщенном коллекторе в глинистых отложениях, вскрытом на биополимерном буровом растворе.**

Исходное и восстановленное распределение УЭП (а), в том числе на заданной геометрической сетке (б), синтетические диаграммы (в).



**Рис. 4. Результаты двумерной инверсии в трещиноватом карбонатном коллекторе, вскрытом на буровом растворе на нефтяной основе.**

Исходное и восстановленное распределение УЭП (а), в том числе на заданной геометрической сетке (б), синтетические диаграммы (в).

На точность результатов инверсии существенное влияние оказывает предварительное расчленение разреза с определением положения границ пластов и цилиндрических прискважинных зон. Проведенные численные эксперименты показывают, что при затруднении в определении местоположения границ может быть использована заданная геометрическая сетка, описывающая горизонтальные и вертикальные границы.

Проведено определение УЭП вокруг скважины на геометрической сетке, включающей две радиальные прискважинные зоны радиусами 0.24 и 0.36 м и неизменную часть пласта, с равномерным по глубине шагом 0.4 м. Восстановленное на указанной сетке вертикальное распределение УЭП околоскважинного пространства приведено на рис. 3, б. Лучше определяются УЭП проводящих частей коллектора (зоны проникновения, неизменные части водонасыщенного пласта), а также глинистых прослоев. Средняя относительная погрешность определения УЭП нефтенасыщенных пластов составляет около 9 %, водонасыщенных — не более 5 %. Данная параметризация среды позволяет уточнять положения горизонтальных границ. Коррекция местоположения границ пластов и последующая инверсия позволяют достичь более точных результатов.

Сравнение зашумленных синтетических диаграмм разностей фаз, полученных с использованием конечно-разностного алгоритма (1) для исходной модели и на основе приближенного подхода (2) для восстановленной, приведено на рис. 3, в. Как видно, диаграммы практически полностью совпадают на интервалах как пластов-коллекторов и вмещающих пород, так и маломощных глинистых прослоев.

Рассмотрим модель трещиноватого карбонатного коллектора, вскрытого скважиной (радиус 0.1 м) на буровом растворе на нефтяной основе (УЭП 1/50 См/м) (рис. 4). Буровой раствор — водонефтяная эмульсия — содержит значительное количество минерализованной воды. Это приводит к образованию зон проникновения с повышением УЭП на интервалах трещиноватых карбонатных пород. Верхняя часть интервала представлена пластами (мощности от 0.8 до 1.2 м, УЭП 1/120 См/м), в которых есть небольшие зоны проникновения (радиус 0.3 м, УЭП 1/10 и 1/25 См/м). Они чередуются по глубине, что соответствует различной степени трещиноватости. Нижняя часть интервала представлена трещиноватым коллектором, характеризующимся переменным по глубине флюидонасыщением. Он включает два пласта (мощности 1.6 и 2.4 м, УЭП верхнего пласта 1/80 См/м, нижнего — 1/20 См/м) с зонами проникновения (радиусы 0.3 м, УЭП 1/10 См/м). Трещиноватый карбонатный интервал расположен во вмещающих относительно плохопроводящих (1/150 См/м) плотных известняках.

На рис. 4, а приведено исходное (1) и восстановленное (2) вертикальные распределения УЭП в зоне проникновения и неизменных частях пластов. Инверсия выполнялась с использованием в качестве начальной модели однородной среды с УЭП вмещающих известняков. Относительная погрешность определения УЭП не превышает 7 %.

Проведено определение УЭП вокруг скважины на геометрической сетке, описанной выше (см. рис. 4, б). Относительная погрешность определения УЭП пластов в среднем составляет около 14 %, при этом лучше восстанавливаются УЭП проводящих коллекторов.

Сравнение зашумленных синтетических диаграмм разностей фаз, полученных с использованием конечно-разностного алгоритма (1) для исходной модели, и рассчитанных с использованием приближенного подхода (2) для восстановленной, приведено на рис. 4, в. Диаграммы хорошо согласуются между собой, что указывает на достоверность полученных результатов.

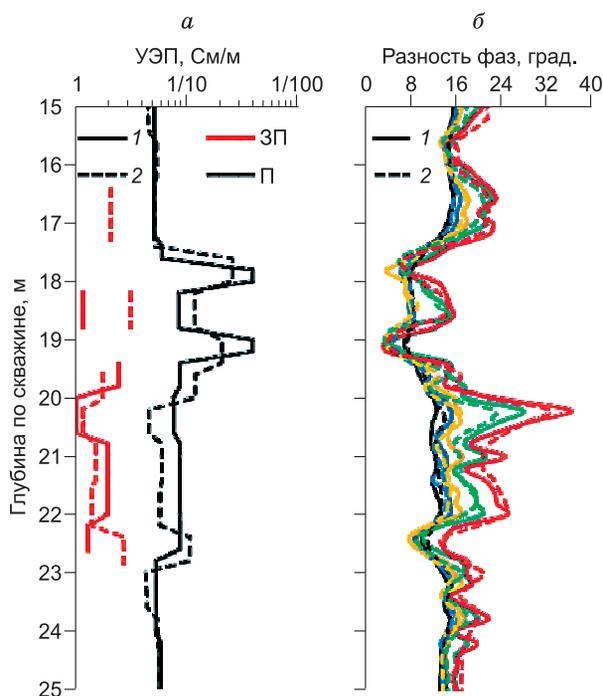
Приведенные примеры иллюстрируют возможности применения линеаризованного подхода к решению двумерной обратной задачи и позволяют использовать разработанные алгоритмы для количественной интерпретации практических данных электромагнитного каротажа.

## КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ПРАКТИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Решение обратной задачи проводится в два этапа. На первом из них выполняется одномерная инверсия с определением УЭП прискважинной зоны и пласта, а на втором — они уточняются в рамках двумерной модели. На этом этапе уточняются и положения границ пластов.

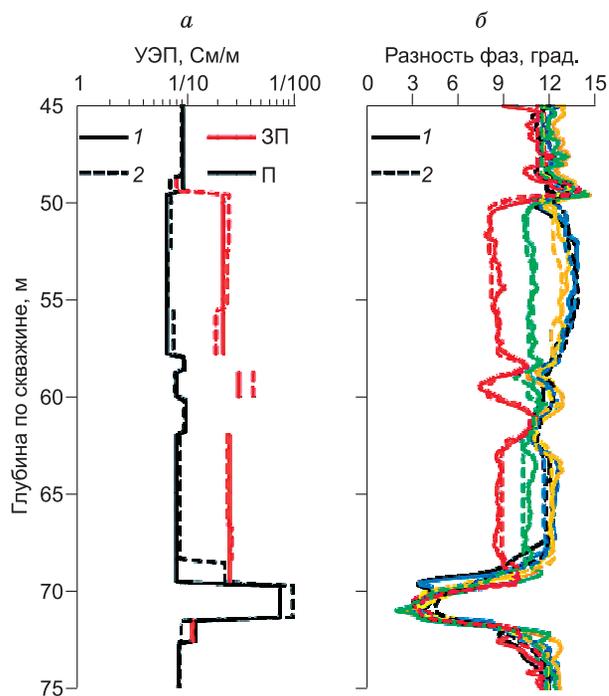
На рис. 5 приведены результаты двумерной инверсии в интервале флюидонасыщенных пластов, вскрытых скважиной (радиус 0.062 м) на биополимерном буровом растворе (УЭП 1/0.04 См/м). Предварительно с помощью одномерной инверсии на изучаемом интервале выделены пласты-коллекторы, глинистые и карбонатизированные прослои, а также определены значения УЭП. На проницаемом интервале 19.5—22.5 м пласты небольшой мощности характеризуются неглубокими (0.2—0.27 м) зонами повышающего проникновения. В кровельной части выделены два маломощных (не более 0.6 м) плотных карбонатных прослоев. Выше и ниже интервала находятся глинистые отложения.

Применение двумерной инверсии позволило уточнить пространственное распределение УЭП, а также положение горизонтальных границ. Вертикальные распределения УЭП по результатам одномерной (1) и двумерной (2) инверсии приведены на рис. 5, а. Как видно, на этом интервале существенно



**Рис. 5. Двумерная инверсия практических диаграмм в маломощных пластах-коллекторах, вскрытых скважиной на биополимерном буровом растворе.**

Результаты одномерной и двумерной инверсии (а), практические и синтетические диаграммы (б).



**Рис. 6. Двумерная инверсия практических диаграмм в коллекторе, вскрытого скважиной на нефтяном буровом растворе.**

Результаты одномерной и двумерной инверсии (а), практические и синтетические диаграммы (б).

изменяются УЭП как в прискважинных зонах, так и в неизменных частях пластов. Отмечается увеличение значений УЭП как в проницаемом интервале, так и в зонах проникновения и плотных карбонатных прослоях. Границы коллекторов и карбонатных прослоев скорректированы по глубине в пределах 0.1—0.3 м.

О достоверности полученных результатов можно судить по сравнительному анализу представленных практических (1) и рассчитанных для восстановленной модели синтетических (2) диаграмм разностей фаз (см. рис. 5, б). Средние значения относительных расхождений для зондов DF05-07 составляют 5—7 %, для DF14-20 — не превышают 3.5 %. При этом максимальные отклонения могут в отдельных точках достигать 15—20 %.

На рис. 6 представлены результаты двумерной инверсии в интервале коллектора, вскрытого скважиной (радиус 0.15 м) на нефтяном буровом растворе (УЭП 1/50 См/м). В центре коллектор осложнен чередующимися маломощными глинистыми прослоями, а в подошве — карбонатным пластом. Проницаемые пласты имеют значительную мощность, что позволило определить значения УЭП зон проникновения и неизменных частей пластов с применением одномерной инверсии.

С использованием двумерной инверсии детально восстановлено вертикальное распределение УЭП пластов-коллекторов, а также положение границ глинистых прослоев и кровли карбонатного пласта. Вертикальные распределения УЭП по результатам одномерной (1) и двумерной (2) инверсии приведены на рис. 6, а. Так, в дополнительно рассчитанной верхней части коллектора наблюдается увеличение УЭП от кровли к подошве как в неизменной части, так и в прискважинной зоне. Нижняя часть коллектора характеризуется уменьшением УЭП пласта, где в его подошвенной части, примыкающей к плотному непроницаемому пласту, отмечается уменьшение УЭП, связанное с карбонатизацией. Уточнена геоэлектрическая модель кровельной и подошвенной частей рассматриваемого интервала и скорректированы положения границ перекрывающих и подстилающих глинистых отложений.

Качество двумерной инверсии иллюстрируется на рис. 6, б, где представлено сравнение исходных практических (шифр 1) и синтетических (шифр 2) диаграмм. Относительное расхождение для зондов DF05-07 не превышает 5.5 %, для DF14-20 — 2.6 %.

Анализ полученных результатов восстановления двумерного распределения УЭП околоскважинного пространства с использованием синтетических и практических данных позволяет сделать заключение о больших возможностях использования разработанных алгоритмов инверсии для интерпретации диаграмм электромагнитного каротажа.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработаны программно-алгоритмические средства численного моделирования и инверсии диаграмм электромагнитных зондирований в двумерных моделях флюидонасыщенных коллекторов, вскрытых на высококонтрастных по УЭП буровых растворах.

Математическое моделирование включает численно-аналитическое решение двумерной прямой задачи в пластах конечной мощности при высоком контрасте УЭП между скважиной и горными породами. Проведено математическое моделирование диаграмм электромагнитного каротажа в моделях сложнопостроенных коллекторов, вскрытых на биополимерных и нефтяных буровых растворах. Геоэлектрические модели характеризуются высокой вертикальной неоднородностью, обусловленной как неравномерным распределением флюидонасыщения с глубиной, так и наличием маломощных карбонатных и глинистых прослоев. Проведенный сравнительный анализ результатов численного моделирования показывает, что использование приближенного подхода позволяет проводить расчеты диаграмм в типичных моделях терригенных и карбонатных коллекторов.

Решение обратной задачи основано на линейной инверсии и использует SVD-разложение матрицы чувствительностей. Выполнены эксперименты по восстановлению модельных параметров для типичных двумерных моделей флюидосодержащих пластов-коллекторов как на синтетических, так и на практических данных. Для восстановления пространственного распределения УЭП вокруг скважины используется поэтапная схема. На первом этапе проводится одномерная инверсия, включающая определение УЭП прискважинной зоны и пласта, на втором — их уточнение в рамках двумерной инверсии. Проведено восстановление УЭП вокруг скважины на геометрической сетке с равномерным по глубине шагом, включающей несколько радиальных прискважинных зон и неизменную часть пласта.

Эффективность применения программно-алгоритмических средств численного моделирования и инверсии главным образом определяется оперативностью интерпретации большого массива экспериментальных данных. С использованием приближенного решения возможно математическое моделирование и восстановление модельных параметров в реальном масштабе времени.

## ЛИТЕРАТУРА

- Антонов Ю.Н., Жмаев С.С.** ВИКИЗ. Новосибирск, Наука, 1979, 104 с.
- Игнатов В.С., Сухорукова К.В.** Влияние эксцентриситета зонда на сигналы высокочастотного электромагнитного каротажа // Каротажник, 2009, № 5 (182), с. 101—110.
- Мартаков С.В., Эпов М.И.** Прямые двумерные задачи электромагнитного каротажа // Геология и геофизика, 1999, т. 40 (2), с. 249—254.
- Могилатов В.С.** Вторичные источники и линеаризация в задачах геоэлектрики // Геология и геофизика, 1999, т. 40 (7), с. 1102—1108.
- Могилатов В.С., Эпов М.И.** Томографический подход к интерпретации данных геоэлектромагнитных зондирований // Физика Земли, 2000, № 1, с. 78—86.
- Суродина И.В., Эпов М.И.** Влияние биополимерных буровых растворов на диаграммы высокочастотного электромагнитного каротажа // Геология и геофизика, 2012, т. 53 (8), с. 1062—1069.
- Технология** исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ. Методическое руководство // Под ред. М.И. Эпова, Ю.Н. Антонова. Новосибирск, НИЦ ОИГТМ СО РАН, Изд-во СО РАН, 2000, 121 с.
- Эпов М.И., Никитенко М.Н.** Система одномерной интерпретации данных высокочастотных индукционных каротажных зондирований // Геология и геофизика, 1993, т. 34 (2), с. 124—130.
- Эпов М.И., Глинских В.Н.** Электромагнитный каротаж: моделирование и инверсия // Новосибирск, Академическое изд-во «Гео», 2005, 98 с.
- Эпов М.И., Шурина Э.П., Нечаев О.В.** Прямое трехмерное моделирование векторного поля для задач электромагнитного каротажа // Геология и геофизика, 2007, т. 48 (9), с. 989—995.
- Эпов М.И., Каюров К.Н., Ельцов И.Н., Сухорукова К.В., Петров А.Н., Соболев А.Ю., Власов А.А.** Новый аппаратный комплекс геофизического каротажа СКЛ и программно-методические средства интерпретации EMF Pro // Бурение и нефть, 2010, № 2, с. 16—19.
- Cheryauka A.B., Martakov S.V., Epov M.I.** High-frequency induction sounding method for fracture modeling and imaging // Proceedings of the 4th SEGJ International Symposium, Tokyo, 1998, p. 205—210.

**Tabarovsky L.A., Rabinovich M.B.** Real time 2D inversion of induction logging data // J. Applied Geophys., 1998, v. 38, Iss. 4, p. 251—275.

**Xiao J., Buchanan J., Bittar M., Davis E., Sanmartin L., Hu G., Zannoni S., Morys M., Liu W.** A new asymmetrical array induction logging tool // SPE 101930, 2006 SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, U.S.A., 24—27 September, 2006.

**Zhdanov M.S.** Geophysical electromagnetic theory and methods // Amsterdam, New York, Tokyo, Elsevier, 2009, 848 p.

*Рекомендована к печати 21 февраля 2013 г.  
А.Д. Дучковым*

*Поступила в редакцию  
21 января 2013 г.*