

## ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И ИНВЕРСИЯ ДАННЫХ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРОТАЖА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ И ШАБЛОНИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

М.И. Эпов<sup>1,2</sup>, В.Н. Глинских<sup>1,2</sup>, К.В. Сухорукова<sup>1,2</sup>, М.Н. Никитенко<sup>1</sup>, В.Н. Еремин<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН,  
630090, Новосибирск, просп. Академика Коптюга, 3, Россия

<sup>2</sup> Новосибирский государственный университет, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, 2, Россия

Показаны примеры использования интерпретационной базы высокочастотных электромагнитных зондирований применительно к задачам каротажа на разных этапах строительства нефтегазовых скважин. С помощью электромагнитного каротажа в процессе шаблонирования вертикальных скважин решаются задачи расчленения геологического разреза и определения пространственного распределения удельного электрического сопротивления. Полученная геоэлектрическая модель изучаемого объекта является достоверной априорной информацией для последующей геонавигации при проводке наклонных и горизонтальных стволов. На основе алгоритмов численного анализа электромагнитных полей в слоисто-однородных средах создан комплекс программ обработки и количественной интерпретации данных электромагнитного каротажа в процессе шаблонирования и бурения. Комплекс позволяет в масштабе реального времени достоверно определять геоэлектрические параметры флюидонасыщенных пластов-коллекторов, вскрытых скважинами сложной траектории, и оценивать их погрешности с учетом фактических метрологических характеристик.

*Электромагнитные каротажные зондирования, каротаж в процессе бурения, геонавигация, геоэлектрическая модель, удельное электрическое сопротивление.*

### FORWARD MODELING AND INVERSION OF LWD INDUCTION DATA

M.I. Epov, V.N. Glinskikh, K.V. Sukhorukova, M.N. Nikitenko, and V.N. Eremin

The processing algorithms for high-frequency induction resistivity data are applied to logs acquired at different stages of well construction. Open-hole induction logging while reaming of vertical wells provides *a priori* information on geology and resistivity distribution. The resulting resistivity model can make reference in geosteering for deviated and horizontal drilling. Algorithms for inversion of high-frequency induction responses from layered media are used in a software package for processing LWD data. The software provides real-time inversion to recover resistivities and depths to layers in oil and gas reservoirs penetrated by wells of a complex trajectory. It also allows checking the inversion quality by analyzing the sensitivity of tool responses to model parameters with reference to the tool specifications.

*Electromagnetic logging, logging while drilling, geosteering, resistivity, resistivity model*

### ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время методы высокочастотного электромагнитного каротажного зондирования (ВЭМКЗ, ВИКИЗ) реализованы в аппаратуре, применяемой как в процессе бурения (ВИК-ПБ), так и в процессе шаблонирования скважин (СКЛ-160) [Технология..., 2000; Еремин и др., 2013; Nikitenko, 2014]. Проводка наклонных и горизонтальных стволов обычно выполняется после бурения и каротажа вертикальных скважин. Выполнение ВЭМКЗ одновременно с технологической операцией шаблонирования позволяет совместить ее с окончательным каротажом и тем самым существенно сократить время на завершение строительства скважины. Решаемые в процессе шаблонирования задачи аналогичны таковым при каротаже на кабеле и заключаются, главным образом, в детальном расчленении разреза и

определении пространственного распределения удельного электрического сопротивления (УЭС) горных пород, окружающих скважину. Другое применение ВЭМКЗ в процессе бурения связано с эффективной проводкой горизонтального ствола скважины в продуктивной части коллектора. Основные задачи геонавигации наклонно-горизонтальных скважин включают определение УЭС пластов и расстояния до их границ с оценкой точности.

Применение современных каротажных комплексов на основе индукционных и гальванических многокатушечных и многоэлектродных систем электрокаротажа [Аксельрод, 2001, 2012] приводит к усложнению вычислительных алгоритмов. В той или иной степени в этих алгоритмах учитываются разнородность данных по типу возбуждения (индукционный или гальванический), разная разрешающая способность и глубинность зондов, сложность геоэлектрической модели (скважина, прискважинная зона, набор электрофизических параметров). Оптимальное сочетание алгоритмов, реализующих как точные, но ресурсоемкие вычислительные схемы, так и численно-аналитические и приближенные подходы, обеспечивает полноту анализа особенностей сигналов и приемлемую скорость их численной инверсии. Ключевым также является выбор подхода к интерпретации в горизонтальных стволах — построение оконной системы, многоэтапность инверсии, итерационная коррекция модели. Для эффективного применения алгоритмов и программных комплексов при интерпретации в реальном времени во время бурения необходимо обеспечить их высокую производительность.

Современные программные комплексы численной интерпретации данных электрокаротажа, разработанные в ведущих нефтяных и сервисных компаниях, в разной степени реализуют указанные особенности современной постановки обратной задачи электрокаротажа [Rabinovich et al., 2000, 2012; Anderson et al., 2002; Seydoux et al., 2003; Helgesen et al., 2005; Borghi et al., 2005; Wang et al., 2007; Fang et al., 2008; Sviridov et al., 2014]. Как правило, интерпретация проводится в несколько этапов. На первом этапе учитывается влияние прискважинной зоны с использованием быстрых процедур инверсии, на втором определяются параметры пластов с коррекцией влияния прискважинной зоны и на третьем осуществляется инверсия на базе слоисто-однородной модели среды.

Относительно низкие частоты трехкатушечных зондов ВИК-ПБ обеспечивают практически незначительный вклад скважины и прискважинной зоны в измеряемые сигналы. Однако небольшие толщины вскрываемых пластов и высокий контраст электрических свойств терригенных отложений приводят к тому, что геонавигация горизонтальных стволов затрудняется при отсутствии достоверных предположений о свойствах разреза. С помощью ВЭМКЗ в процессе шаблонирования вертикальных скважин определяется исходная геоэлектрическая модель изучаемого коллектора — пространственное распределение УЭС. Полученная модель является стартовой для последующей успешной геонавигации наклонных и горизонтальных стволов. Численный анализ сигналов и их чувствительности к перекрывающим и подстилающим отложениям позволит оценить возможность корректировки направления бурения относительно границ коллектора.

Общая тенденция сокращения временных затрат на технологические операции в открытом стволе скважин приводит к необходимости оперативной численной интерпретации данных электромагнитного каротажа. В работе показаны примеры применения комплекса программ обработки и количественной интерпретации данных электромагнитного каротажа в процессе бурения и шаблонирования скважин. Комплекс позволяет в масштабе реального времени определять пространственное распределение электрофизических характеристик флюидонасыщенных пластов-коллекторов, достоверно оценивать расстояние до водонефтяного контакта и учитывать влияние вмещающих пород, что составляет основу эффективной геонавигации скважин сложной траектории.

## ОСНОВНЫЕ ПРОЦЕДУРЫ ИНВЕРСИИ

Интерпретационная база ВЭМКЗ в задачах каротажа и геонавигации состоит из двух частей. Первая — это численная имитация электромагнитных сигналов с оценкой их чувствительности к модельным параметрам. Вторая — численная инверсия практических данных с определением геоэлектрических параметров и оценкой их погрешности.

Основной интерпретационной моделью является горизонтально-слоистая электрически изотропная геологическая среда с учетом наклона прибора относительно ее границ. Геоэлектрическая модель включает  $n$  пластов, разделенных плоскостепенными границами  $z = z_j$  ( $j = 1, \dots, n - 1$ ). Каждый из пластов характеризуется своим значением УЭС  $\rho_j$  ( $j = 1, \dots, n$ ).

**Численное моделирование** включает расчет значений разностей фаз и отношений амплитуд, определяемых в трехкатушечных зондах ВЭМКЗ, а также бигарифмических производных измеряемых характеристик по параметрам модели. Расчет полной магнитной матрицы и ее производных в горизонтально-слоистой среде выполняется подпрограммой DipMag, разработанной в ИНГГ СО РАН (М.И. Эпов, А.Б. Черяука, В.С. Могилатов и др.).

Решение прямой задачи об электромагнитном поле произвольного гармонического источника основано на его известном представлении в виде суперпозиции нормального и аномального полей и преобразовании Фурье по вертикальной координате  $z$  [Кауфман, 1965; Табаровский, 1975], ортогональной плоским границам. Нормальные поля описываются аналитическими выражениями, аномальные представляются в виде однократных интегралов по пространственной переменной (интегралы Фурье—Бесселя).

Билогарифмические производные служат мерой чувствительности  $\eta$  измеряемых сигналов к геоэлектрическим параметрам:

$$\eta(p^0, f^0) = \frac{\partial \ln f}{\partial \ln p} = \frac{\partial f}{\partial p} \cdot \frac{p^0}{f^0}.$$

Здесь  $f$  — измеряемый сигнал (разность фаз или относительная амплитуда),  $p$  — параметр модели (УЭС пластов, положения границ и их наклона),  $p^0$  — значение модельного параметра,  $f^0$  — значение сигнала при  $p = p^0$ .

**Численная инверсия** данных представляет собой минимизацию среднеквадратического отклонения измеренных данных от синтетических путем изменения модельных параметров по заданному алгоритму. Алгоритм численной инверсии основан на методе деформируемых многогранников [Химмельблау, 1975]. Он позволяет быстро выбрать правильное направление поиска и значительно уменьшить минимизируемую функцию уже на первых итерациях. Метод особенно эффективен, когда число определяемых параметров не превышает шести. Это условие практически всегда соблюдается при численной инверсии реальных данных в наклонно-горизонтальных скважинах.

Идея метода безусловной оптимизации функции от нескольких переменных состоит в сравнении значений функции в вершинах симплекса и его перемещении в направлении оптимальной точки с помощью итерационной процедуры. Традиционно минимизируемая функция определяется как

$$F = \sqrt{\frac{1}{m} \sum_{j=1}^m \left( \frac{f_j^s(\mathbf{p}) - f_j^e}{\Delta_{r_j} + \Delta_{s_j}} \right)^2}.$$

Здесь  $m$  — число измерений,  $f_j^s(\mathbf{p})$  — значения синтетической разности фаз и относительных амплитуд,  $f_j^e$  — измеренные сигналы,  $\Delta_{r_j}$ ,  $\Delta_{s_j}$  — случайная и систематическая абсолютные погрешности измерений,  $\mathbf{p}$  — вектор модельных параметров (УЭС пластов, положение границ пластов и угла их наклона, т.е.  $\mathbf{p} = (p_1, \dots, p_n, z_1, \dots, z_{n-1}, \theta)$ ,  $n$  — число пластов). Решение считается найденным в случае, если  $F < 1$ . Это означает, что расхождение между синтетическими данными, соответствующими результирующей модели, и измеренными меньше средней абсолютной погрешности измерения.

Алгоритм инверсии позволяет использовать произвольные комбинации сигналов из полного набора измерений. В инверсионной модели параметры можно фиксировать или задавать для них ограничения. При интерпретации данных, полученных в сильнонаклонной или горизонтальной скважине, это дает возможность учитывать информацию об уже пройденном участке.

Оценка погрешности определения параметров модели среды для заданной системы измерений выполняется с помощью линейного анализа чувствительности. Исследование чувствительности сигнала зонда к тому или иному набору модельных параметров среды помогает не только правильно выбирать инверсионную модель, но и оценивать погрешность определения ее параметров. Ключевыми данными в этом случае являются метрологические характеристики прибора.

В основе алгоритма лежит анализ информационной матрицы системы наблюдения  $\hat{A} = \hat{Z}^T \cdot (\hat{\Sigma}^{-1})^2 \cdot \hat{Z}$  [Яновская, Порохова, 1985; Табаровский, Эпов, 2006], где  $\hat{Z}$  — матрица билогарифмических производных сигналов по параметрам модели,  $\hat{\Sigma}$  — ковариационная матрица, описывающая относительные погрешности измеряемых сигналов.

С помощью линейного преобразования (псевдообращения матрицы  $\hat{A}$ ) область неопределенности в пространстве измеренных данных проектируется в пространство модельных параметров. При этом соотношение для относительной погрешности определения параметра  $p_j$  выглядит следующим образом:

$\delta p_j = \sqrt{\sum_{i=1}^k \frac{m}{\lambda_i} \cdot v_{ji}^2}$ . Здесь  $j = 1, \dots, k$ ,  $k$  — число модельных параметров, матрицы  $\hat{\Lambda} = \text{diag}\{\lambda_1, \dots, \lambda_k\}$  и  $\hat{V}$  — составляющие сингулярного разложения информационной матрицы:  $\hat{A} = \hat{V} \cdot \hat{\Lambda} \cdot \hat{V}^T$ ,  $m$  — число измерений. Матрица  $\hat{V}$  состоит из  $k$  собственных векторов  $\mathbf{v}_j = \begin{pmatrix} v_{1j} \\ \dots \\ v_{kj} \end{pmatrix}$ ,  $j = 1, \dots, k$ .

Наряду с этим отметим, что для численного анализа и интерпретации электромагнитных полей в геоэлектрических моделях сложнопостроенных геологических сред широко используются алгоритмы и программы, основанные на векторном методе конечных элементов, методе конечных разностей и приближенных подходах, разработанные в ИНГГ СО РАН [Эпов и др., 2007; Суродина, Эпов, 2012; Глинских и др., 2013].

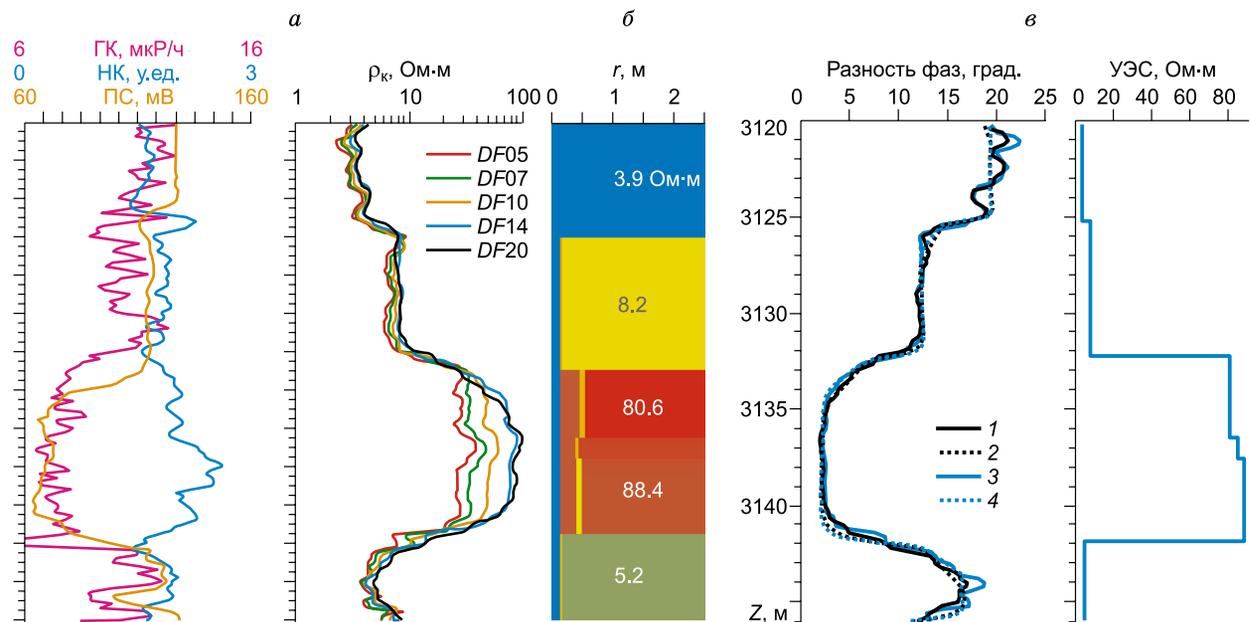
### ИНВЕРСИЯ ДАННЫХ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРТАЖА В ПРОЦЕССЕ ШАБЛОНИРОВАНИЯ

Задачей численной инверсии данных ВЭМКЗ, полученных при шаблонировании в вертикальной скважине, является определение границ пластов и их УЭС на основе горизонтально-слоистой модели. Каротаж проводится в диапазоне частот 0.875—14 МГц зондами длиной 0.5—2.0 м. Аппаратура СКЛ-160 выполнена в изолирующем корпусе увеличенного диаметра (160 мм), что обеспечивает естественную центровку зондов в скважине и избавляет от необходимости учитывать влияние смещения зонда с оси скважины. В инверсии использованы разности фаз двух длинных зондов (основная изопараметрическая группа, длины 2.0 и 1.4 м, частоты 0.875 и 1.750 МГц), на значения которых незначительно влияют скважина и зона проникновения фильтрата бурового раствора в пласт.

Рассмотрим основные особенности численной инверсии на примере интервала одной из скважин Федоровского месторождения, вскрывшего продуктивный пласт ЮС<sub>2</sub> (интервал 3133—3142 м, рис. 1). Номинальный диаметр скважины 220 мм, УЭС глинистого раствора равно 1.7 Ом·м. Обозначение диаграмм: DF05 — зонд длиной 0.5 м, частота 14 МГц; DF07 — 0.7 м, 7 МГц; DF10 — 1.0 м, 3.5 МГц; DF14 — 1.0 м, 1.75 МГц; DF20 — 2.0 м, 0.875 МГц. Расхождение диаграмм кажущихся УЭС ( $\rho_k$ ) отражает проникновение фильтрата бурового раствора в пласт-коллектор.

На основе представленного на рис. 1 комплекса данных интервал был разделен на 5 пластов, начальные значения УЭС для инверсии (стартовая модель) соответствовали осредненным значениям  $\rho_k$  внутри каждого пласта.

На рис. 1, в показаны измеренные и синтетические значения разности фаз, полученные в результате численной инверсии, а также вертикальное распределение УЭС незатронутой проникновением части пластов. Коллектор (3132.2—3141.9 м), определенный по значениям УЭС (более 80 Ом·м), относится к нефтенасыщенным. Слишком высокие значения УЭС в его нижней половине объясняются частичной карбонатизацией порового пространства. Поэтому перспективной является его верхняя часть (3132.2—3136.5 м). Неоднородные пласты с УЭС 3.9 Ом·м (3120.0—3125.2 м) и 5.2 Ом·м (3141.9—3145.9 м) не являются целевыми объектами и поэтому не разделялись на более тонкие. Выделение в этой модели маломощных пропластков может существенно осложнить инверсию, расширяя диапазоны неопределен-



**Рис. 1. Измерения в процессе шаблонирования и результаты инверсии.**

*a* — диаграммы нейтронного (НК) и гамма-каротажа (ГК), потенциала самополяризации (ПС) и  $\rho_k$ ; *б* — геоэлектрическая модель с подобранными значениями УЭС; *в* — измеренные (1, 3) и подобранные (2, 4) в результате инверсии сигналы длинных зондов: 1, 2 — 2 м, 3, 4 — 1.4 м, а также результирующая модель УЭС пластов.

ности УЭС. Более подробное описание целесообразно при небольшой толщине коллекторов или наличии тонких контрастных прослоев внутри коллектора или во вмещающих породах.

### ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ ЗОНДОВ ВИК-ПБ К ГЕОЭЛЕКТРИЧЕСКИМ ПАРАМЕТРАМ

Выполнен сравнительный анализ чувствительности измеряемых в горизонтальной скважине сигналов к модельным параметрам с использованием следующего критерия. Величина  $\eta$  выше 0.8 — значительная чувствительность, 0.5—0.8 — хорошая, 0.1—0.5 — удовлетворительная, меньше 0.1 — низкая. Чувствительность сигнала к модельному параметру равна обратному коэффициенту усиления относительной погрешности его определения. Если сигнал измерен с относительной погрешностью 5 %, а чувствительность к параметру равна 0.5, то относительная погрешность определения значения параметра будет равна 10 %.

Три коротких зонда ВИК-ПБ работают на частоте 3.50 МГц, три длинных — на частоте 0.88 МГц. Зонды отличаются расстояниями между генераторной и приемными катушками. Используются следующие обозначения высокочастотных зондов:  $H$  — длина 0.70 м, расстояние между приемными катушками 0.18 м; соответственно для  $HD$  — 1.05 и 0.35 м;  $HE$  — 1.05 и 0.53 м; низкочастотных зондов:  $L$  — 1.40 и 0.35 м;  $LD$  — 1.05 и 0.18 м;  $LE$  — 1.40 и 0.53 м.

Рассмотрим чувствительности разности фаз зондов  $L$  и  $H$  к геоэлектрическим параметрам модели, установленной по данным, измеренным в процессе шаблонирования вертикальной скважины (рис. 2). Параметры модели и типичная траектория скважины с горизонтальным завершением, для которой и проведен анализ, показаны на рис. 2, *a*. Введем нумерацию пластов сверху вниз, начиная с верхнего с

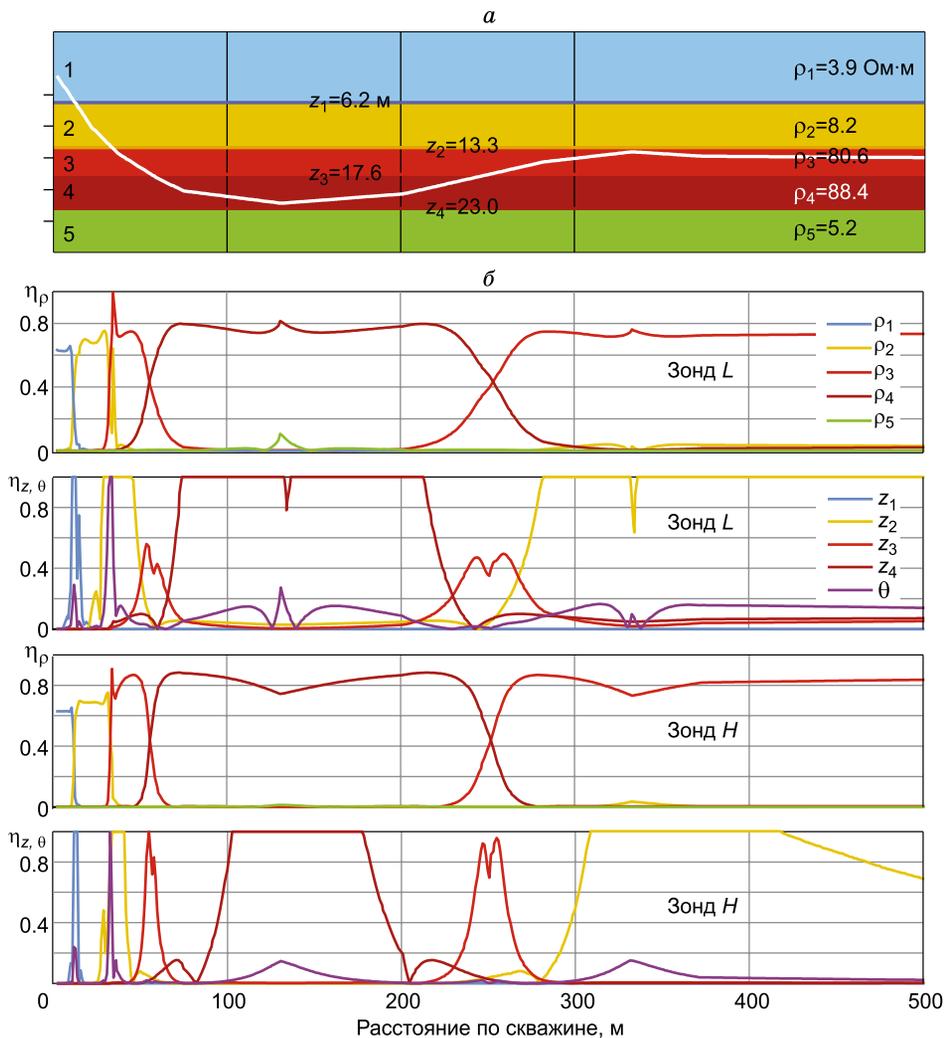


Рис. 2. Геоэлектрическая модель, траектория скважины (белая линия) и исследуемые параметры (а); чувствительности зондов  $L$  и  $H$  к параметрам геоэлектрической модели: УЭС пластов и положению границ, а также к углу наклона скважины (б).

УЭС 3.9 Ом·м, тогда верхняя и нижняя части коллектора будут пластами 3 и 4. Пласт с номером  $i$  характеризуется тремя параметрами: УЭС  $\rho_p$ , положением подошвы  $z_i$  и зенитным углом  $\theta_i$  ее пересечения скважиной.

Горизонтальные координаты точек скважины и положение границ отсчитываются от точки с глубиной 3118.9 м по вертикальной скважине. После пересечения кровли коллектора скважина приближается к его подошве на 0.8 м по вертикали. Затем скважина поднимается к его кровле (в верхней точке траектории расстояние до кровли составляет 0.73 м по вертикали). В интервале 334—500 м скважина под углом 89.9° постепенно отдаляется от кровли на расстояние до 1.65 м.

Когда зонды находятся в пластах, чувствительности к значениям их УЭС достаточно высокие. Для всех пластов кроме подстилающего значение  $\eta$  в среднем составляет 0.7—0.8. Это говорит о возможности определения УЭС с относительной погрешностью, всего в 1.5 раза превышающей относительную погрешность измерения. Чувствительность к УЭС отдельных интервалов коллектора для зонда  $H$  самая высокая и достигает значения 0.9 при его равноудаленном положении от границ. В нижней точке траектории на низком уровне появляется незначительная ( $\eta \approx 0.1$ ) чувствительность к УЭС подстилающего пласта (5.2 Ом·м). Таким образом, последнее может быть определено в диапазоне 2.6—7.8 Ом·м.

Высокая чувствительность к положению границ проявляется в области их пересечения и достигает единичного значения. Это означает, что положение границ будет определяться с высокой точностью, ограниченной только погрешностью измерений. Положение наименее контрастной границы между высокоомными частями коллектора может быть определено с меньшей точностью по данным зонда  $L$  ( $\eta \approx 0.5$ ) и с высокой — по данным высокочастотного зонда  $H$  ( $\eta \approx 0.8—0.9$ ). Сигналы сильно зависят от положения подошвы коллектора ( $\eta < 1$ ), что обеспечивает хорошие возможности геонавигации относительно кровли подстилающего пласта.

Чувствительность к зенитному углу оказывается низкой практически во всем интервале горизонтальной скважины, кроме интервала пересечения кровли коллектора. Однако систематическая погрешность инклинометрии или слабый наклон границ в несколько десятых долей градуса обычно хорошо проявляется на сигналах в горизонтальных скважинах. Поэтому даже при низких значениях рассчитанной поточечно чувствительности угол пересечения с границами может быть достоверно определен при рассмотрении всего интервала горизонтальной скважины.

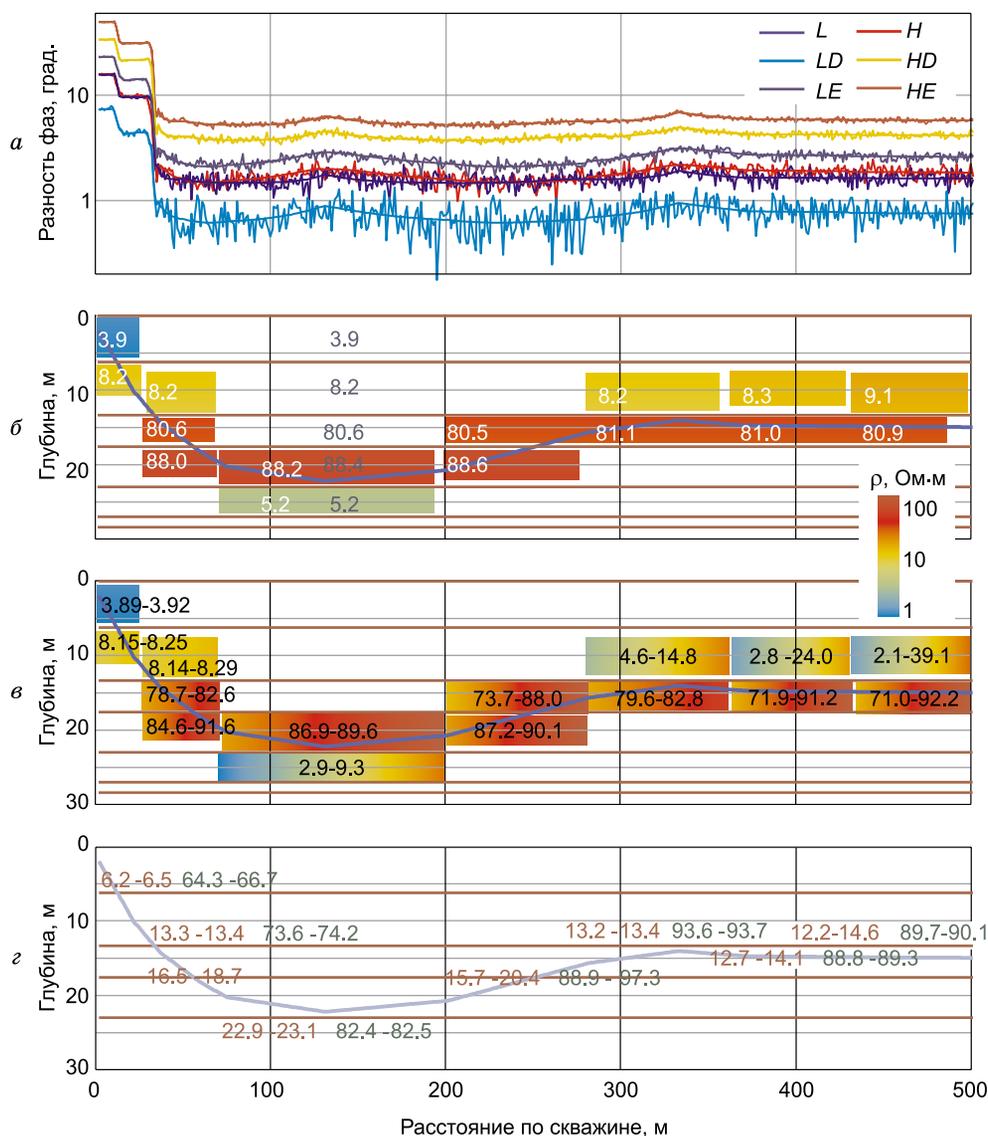
## ИНВЕРСИЯ ДАННЫХ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРОТАЖА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Для оценки возможности геонавигации при бурении горизонтального ствола в продуктивном пласте с использованием аппаратного комплекса ВИК-ПБ проведено численное моделирование псевдоэкспериментальных разностей фаз [Эпов и др., 2014; Nikitenko et al., 2014]. Перед инверсией они были зашумлены нормально распределенной случайной величиной с дисперсией 0.2.

Ранее [Никитенко, 1998; Суродина, Эпов, 2012; Эпов и др., 2014] было обосновано, что для инверсии в наклонных и горизонтальных скважинах в качестве базовой модели типичных терригенных разрезов целесообразно использовать горизонтально-слоистую изотропную модель с учетом наклона прибора относительно границ пластов. Инверсия осуществляется на заданных интервалах скважины. В работах [Эпов и др., 2014; Nikitenko et al., 2014] на основе априорной информации и результатов численной инверсии на предыдущих интервалах строится стартовая модель для текущего окна инверсии, уточняются УЭС пластов, вычисляется расстояние до кровли и/или подошвы продуктивного пласта, угол наклона скважины относительно границ. Последовательно полученные параметры показывают изменение УЭС пластов и положения границ вдоль скважины. Модель в каждом окне выбирается с наименьшим числом пластов, для которого удается получить совпадение псевдоэкспериментальных и синтетических сигналов в пределах погрешности измерений.

На рис. 3 показаны псевдоэкспериментальные и синтетические сигналы (рис. 3, *а*), типичная траектория горизонтальной скважины, границы пластов и восстановленные значения их УЭС (см. рис. 3, *б*). Согласно данным, полученным при каротаже в процессе шаблонирования вертикальной скважины, продуктивный пласт состоит из двух частей (граница 3136.5 м). Нижняя — частично карбонатизирована, поэтому горизонтальный ствол целесообразно проводить в верхней части.

Начальная точка траектории горизонтальной скважины привязана к глубине 3118.9 м. От этой точки (см. рис. 3, *б*) отсчитываются горизонтальная и вертикальная координаты. После пересечения кровли коллектора в нижней точке (глубина 22 м, расстояние по скважине 125 м) скважина приближается к подошве продуктивного пласта на расстояние 0.8 м, при этом зенитный угол меняется от 66° при пересечении кровли до 90° в нижней точке. Затем скважина поднимается к кровле коллектора. В верхней точке траектории (глубина 14 м, расстояние по скважине 330 м) расстояние до кровли составляет



**Рис. 3. Данные ВИК-ПБ и результаты инверсии.**

*a* — данные, зашумленные синтетические (псевдоэкспериментальные) и вычисленные в постинверсионной модели (разности фаз); *b* — положение границ (горизонтальные линии), траектория скважины (синяя линия) и восстановленные значения УЭС пластов (Ом·м); *v* — диапазоны определения значений УЭС (Ом·м); *z* — диапазоны определения положения границ (м, красные цифры) и угла их наклона (град., зеленые цифры) на основе линеаризованного представления.

0.73 м, а угол на интервале подъема достигает  $93.6^\circ$ . На интервале 334—500 м скважина медленно отделяется от кровли на расстояние до 1.65 м, а угол составляет  $89.9^\circ$ .

На изучаемом интервале скважины было выделено 7 подынтервалов (окон), в каждом из которых проведена инверсия. В ее процессе определялись значения УЭС пластов, пересекаемых скважиной или находящихся в зоне чувствительности прибора, а также положения границ и угол их наклона относительно скважины. Для каждого окна показаны псевдоэкспериментальные и подобранные синтетические данные, представлена постинверсионная модель: восстановленные значения УЭС и положения границ. Значения УЭС в стартовой модели показаны серым цветом (см. рис. 3, б).

На интервале 2—25 м скважина еще не приблизилась к коллектору. Здесь определяются только параметры перекрывающих глинистых пластов 1 и 2; относительные отклонения значений УЭС, положения границы и угла наклона от значений в исходной модели не превышают 1%. Значения параметров и диапазоны их определения в линейном приближении:  $\rho_1 = 3.9$  Ом·м (диапазон 3.89—3.92),  $\rho_2 = 8.2$  Ом·м (8.15—8.25),  $z_1 = 6.3$  м (6.2—6.5),  $\theta = 65.5^\circ$  (64.3—66.7).

На интервале 26—70 м глубины границ и УЭС двух частей продуктивного пласта определены с относительным отклонением менее 1 %. Их средние значения и диапазоны:  $\rho_2 = 8.2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  (8.14—8.29),  $\rho_3 = 80.6 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  (78.7—82.6),  $\rho_4 = 88.0 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  (84.6—91.6),  $z_2 = 13.3 \text{ м}$  (13.3—13.4),  $z_3 = 17.5 \text{ м}$  (16.5—18.7),  $\theta = 73.9^\circ$  (73.6—74.2). Увеличенный диапазон возможных значений  $z_3$  обусловлен малым контрастом значений  $\rho_3/\rho_4 = 0.92$ .

На интервале 71—200 м зонд приближается к подошве продуктивного пласта, и в сигналах ВИК-ПБ отражается влияние более проводящего основания. Относительные отклонения всех параметров менее 1 %. Их средние значения и диапазоны:  $\rho_4 = 88.2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  (86.9—89.6),  $\rho_5 = 5.2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  (2.9—9.3),  $z_4 = 23.0 \text{ м}$  (22.9—23.1),  $\theta = 82.4^\circ$  (82.40—82.46). Диапазону  $\rho_5$  соответствует большая погрешность определения этого параметра, но при этом положение подошвы коллектора определяется с относительной погрешностью всего  $\pm 0.1 \text{ м}$ .

На интервалах 201—280 м результаты инверсии показывают, что скважина поднимается к кровле продуктивного пласта. Относительное отклонение положения внутренней границы между двумя частями коллектора составляет около 2 %, УЭС и зенитного угла — менее 1 %. Средние значения и диапазоны:  $\rho_3 = 80.5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  (73.7—88.1),  $\rho_4 = 88.6 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  (87.2—90.1),  $z_3 = 17.9 \text{ м}$  (15.7—20.4),  $\theta = 93.0^\circ$  (88.9—97.3). Большая часть этого интервала находится в пласте 4. Этим объясняется суженный диапазон значений  $\rho_4$  и широкий —  $\rho_3$ . Положение  $z_3$ , как и на втором интервале инверсии, определяется с большой относительной погрешностью.

На интервалах 281—360, 361—430 и 431—501 м скважина находится в верхней части продуктивного пласта, поэтому сигналы ВИК-ПБ определяются параметрами пластов 2 и 3. В ближнем к кровле интервале 281—360 м значение  $\rho_3$  отличается от истинного значения меньше, чем на 1 % (диапазон 79.6—82.8 Ом·м), отклонение положения  $z_2$  кровли коллектора также менее 1 % при диапазоне 13.2—13.4 м. По мере пологого опускания скважины относительное отклонение значений  $\rho_3$  и  $z_2$  от истинных остается в пределах 1 %, а диапазоны расширяются для  $\rho_3$  до 71.0—92.2 Ом·м, для  $z_2$  до 12.2—14.6 м. Наибольшие диапазоны возможных значений наблюдаются для  $\rho_2$  — в ближнем к кровле окне диапазон составляет от 4.6 до 14.8 Ом·м и расширяется на двух последних интервалах — 2.8—24.0 и 2.1—39.1 Ом·м. На интервале 2.1—39.1 Ом·м скважина находится на расстоянии около полутора метров от кровли. При этом чувствительность к  $\rho_2$  снижается, но чувствительность к положению  $z_2$  кровли коллектора остается высокой. На всех трех интервалах инверсии абсолютное отклонение определенных значений угла ( $93.6$ ,  $89.0$  и  $89.9^\circ$  соответственно) составляет менее 1 %.

Успешная инверсия обусловлена тем, что в каждом следующем инверсионном окне модель из предыдущего окна бралась как стартовая. Анализ диапазонов погрешностей определения геоэлектрических параметров в линейном приближении показывает (см. рис. 3, в, з), что наибольшая неопределенность наблюдается для УЭС пластов, не пересекаемых скважиной. Особенно сильно это заметно в практически горизонтальных интервалах: если угол наклона скважины не изменяется, существуют области эквивалентности УЭС двух пластов и положения границы между ними. Поэтому при решении задачи инверсии для геонавигации целесообразно заранее оценить возможные значения УЭС модели.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработаны алгоритмы оперативной обработки и количественной инверсии данных электромагнитного каротажа для оценки и прогнозирования электрофизических характеристик флюидонасыщенных пластов-коллекторов в реальном масштабе времени. На примерах анализа измеренных и синтезированных данных показано, что с помощью прибора каротажа во время бурения можно устанавливать расстояния до границ и УЭС пластов при наличии априорной информации об определяемых геоэлектрических параметрах, полученной при каротаже в процессе шаблонирования. Проведенные исследования показали, что комплексные подходы к изучению сложностроенных геологических сред, вскрытых скважинами на разных этапах строительства, и современная программно-алгоритмическая база оперативной обработки и инверсии каротажных данных позволяют значительно повысить достоверность результатов интерпретации и эффективность применяемых геофизических комплексов.

Основные результаты получены в рамках выполнения прикладных научных исследований при поддержке Минобрнауки РФ (RFMEFI60414X0045).

## ЛИТЕРАТУРА

**Аксельрод С.М.** Каротаж в процессе бурения (по материалам американских публикаций) // Каротажник, 2001, № 85, с. 103—121.

- Аксельрод С.М.** Методы опережающей навигации при бурении горизонтальных скважин (по материалам зарубежной литературы) // Каротажник, 2012, № 9, с. 87—122.
- Глинских В.Н., Никитенко М.Н., Эпов М.И.** Линеаризованные решения прямых и обратных двумерных задач высокочастотного электромагнитного каротажа в проводящих средах с учетом токов смещения // Геология и геофизика, 2013, т. 54 (12), с. 1942—1951.
- Еремин В.Н., Волканин Ю.М., Тарасов А.В.** Аппаратурно-методическое обеспечение электромагнитного каротажа в процессе бурения // Каротажник, 2013, № 4, с. 62—69.
- Кауфман А.А.** Теория индукционного каротажа. Новосибирск, Наука, 1965, 236 с.
- Никитенко М.Н.** Экспресс-интерпретация данных ВИКИЗ, полученных в наклонно-горизонтальных скважинах // Состояние и пути развития высокочастотного электромагнитного каротажа. Материалы научно-практической конференции. Новосибирск, Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ СО РАН, 1998, с. 49—51.
- 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.
- Табаровский Л.А.** Применение метода интегральных уравнений в задачах геоэлектрики. Новосибирск, Наука, 1975, 144 с.
- Табаровский Л.А., Эпов М.И.** Оценка разрешающей способности электромагнитных методов // Геология и геофизика, 2006, т. 47 (5), с. 568—578.
- Технология** исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ. Методическое руководство / Под ред. М.И. Эпова, Ю.Н. Антонова. Новосибирск, Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ СО РАН, 2000, 121 с.
- Химмельблау Д.** Прикладное нелинейное программирование. М., Мир, 1975, 536 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., Еремин В.Н., Глинских В.Н., Сухорукова К.В., Никитенко М.Н.** Аппаратура и интерпретационная база электромагнитного каротажа в процессе бурения // Нефтегазовое хозяйство, 2014, № 12, с. 1—10.
- Яновская Т.Б., Порохова Л.Н.** Обратные задачи геофизики. СПб., Изд-во СПб. ун-та, 2004, 216 с.
- Anderson B., Barber T., Nabashy T.** The interpretation and inversion of fully triaxial induction data; a sensitivity study // Transactions of the SPWLA 43rd Annual Logging Symposium (Oiso, Japan, June 2—5, 2002), paper O, <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPWLA-2002-O>.
- Borghi M., Galli M., Boeri C.** LWD and WLL resistivity modelling and time-lapse comparison to support the operational decision process in a complex environment // Transactions of the SPWLA 46th Annual Logging Symposium (New Orleans, Louisiana, United States, June 26—29, 2005), 2005, paper E, <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPWLA-2005-E>.
- Fang S., Merchant G., Hart E., Kirkwood A.** Determination of structural dip and azimuth from LWD azimuthal propagation resistivity measurements in anisotropic formations // Proceedings of the SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Denver, Colorado, USA, 21—24 September, 2008), 2008, paper SPE 116123, <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-116123-MS>.
- Helgesen T., Meyer W., Thorsen A., Baule A., Fulda C., Ronning K., Iversen M.** Accurate wellbore placement using a novel extra deep resistivity service // Proceedings of the SPE Europe/EAGE Annual Conference (Madrid, Spain, 13—16 June 2005), 2005, paper SPE 94378, <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-94378-MS>.
- Nikitenko M.N., Epov M.I., Glinskikh V.N., Suhorukova K.V., Eremin V.N.** Development of LWD high-frequency resistivity tool // Proceedings of the 6th Saint Petersburg International Conference and Exhibition “2014. Geosciences Investing in the Future” (Saint Petersburg, Russia, 7—10 April 2014). Saint Petersburg, 2014, p. Th D 05, <http://earthdoc.eage.org/publication/publicationdetails/?publication=74187>.
- Rabinovich M., Beard D., Geldmacher I., Tabarovsky L., Fidan M.** Interpretation of induction logging data in horizontal wells // Transactions of the SPWLA 41st Annual Logging Symposium (Dallas, Texas, United States, June 4—7, 2000), 2000, paper AAA, <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPWLA-2000-AAA>.
- Rabinovich M., Le F., Lofts J., Martakov S.** The vagaries and myths of look-around deep-resistivity measurements while drilling // Petrophysics, 2012, v. 53, № 2, p. 86—101.
- Seydoux J., Tabanou J., Ortenzi L., Denichou J.M., De Laet Y., Omeragic D., Iversen M., Fejerskov M.** A Deep-resistivity logging-while-drilling device for proactive geosteering // Proceedings of the Offshore Technology Conference 2003 (Houston, Texas, 5—8 May 2003), 2003, paper 15126, <https://www.onepetro.org/conference-paper/OTC-15126-MS>.

**Sviridov M., Mosin A., Antonov Yu., Nikitenko M., Martakov S., Rabinovich M.** New software for processing of LWD extra-deep and azimuthal resistivity data // SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2014, v. 17, iss. 2, p. 109—127.

**Wang T., Chemali R., Hart E., Cairns P.** Real-time formation imaging, dip, and azimuth while drilling from compensated deep directional resistivity // Transactions of the SPWLA 48th Annual Logging Symposium (Austin, Texas, United States, June 3—6, 2007). 2007, paper NNN, <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-160257-PA>.

*Рекомендована к печати 29 января 2015 г.  
В.С. Селезевым*

*Поступила в редакцию  
5 декабря 2014 г.*