

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

М.И. Эпов^{1,2}, В.Н. Глинских^{1,2}, К.В. Сухорукова^{1,2}, М.Н. Никитенко¹, В.Н. Еремин¹

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

² 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 ρ_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 η 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, Δ_{r_j} , Δ_{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:

$$\delta p_j = \sqrt{\sum_{i=1}^k \frac{m}{\lambda_i} \cdot v_{ji}^2}. \text{ Здесь } j = 1, \dots, k, k \text{ — число модельных параметров, матрицы } \hat{\Lambda} = \text{diag}\{\lambda_1, \dots, \lambda_k\} \text{ и } \hat{V} \text{ — составляющие сингулярного разложения информационной матрицы: } \hat{A} = \hat{V} \cdot \hat{\Lambda} \cdot \hat{V}^T, m \text{ — число}$$

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. Картаж 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 ЮС₂ (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 (ρ_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 ρ_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-

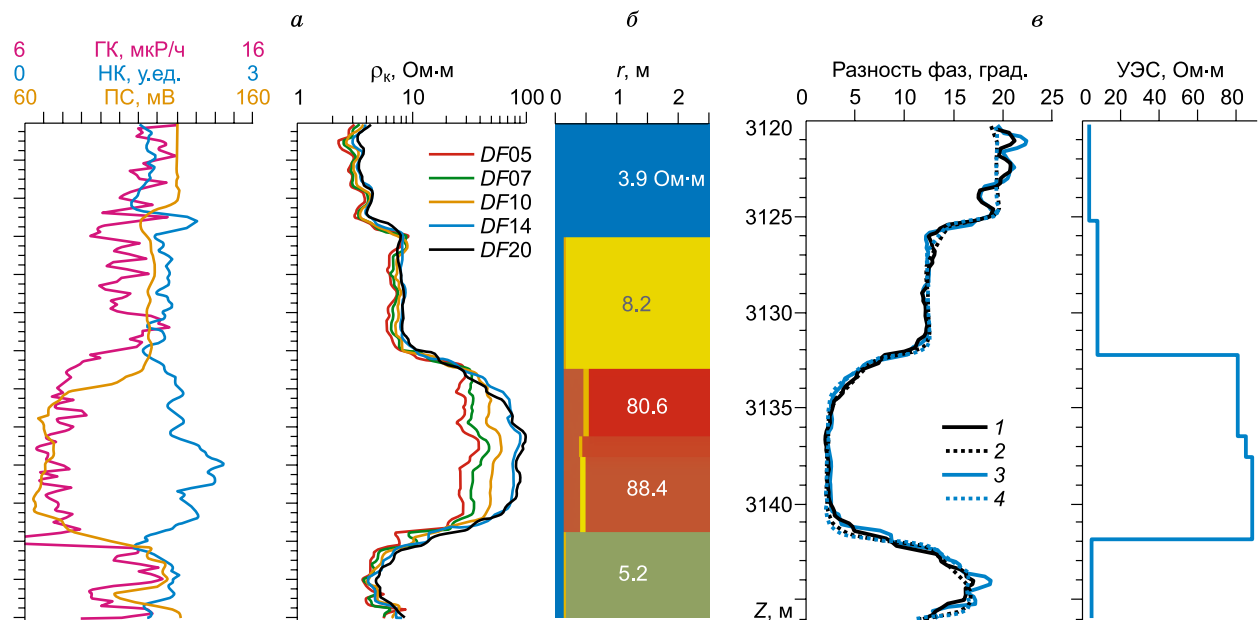


Рис. 1. Измерения в процессе шаблонирования и результаты инверсии.

a — диаграммы нейтронного (НК) и гамма-каротажа (ГК), потенциала самополяризации (ПС) и ρ_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 η 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

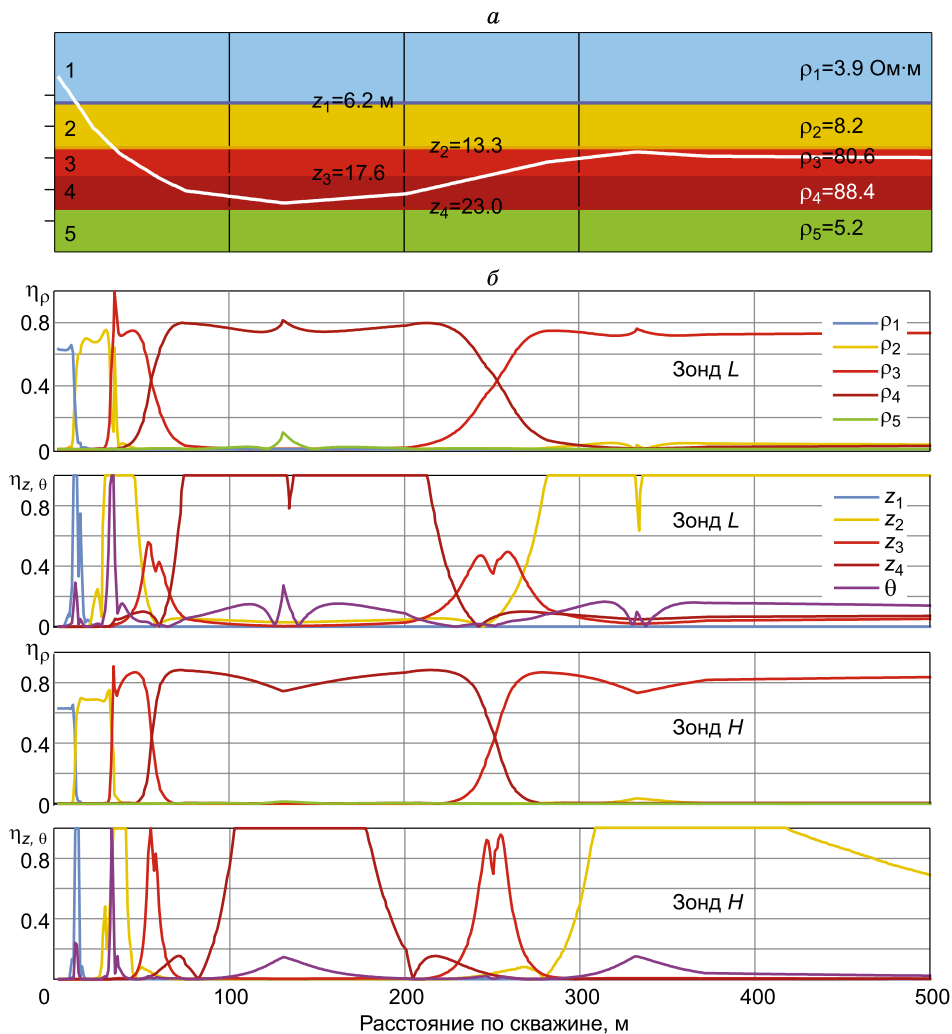


Рис. 2. Геоэлектрическая модель, траектория скважины (белая линия) и исследуемые параметры (а); чувствительности зондов L и H к параметрам геоэлектрической модели: УЭС пластов и положению границ, а также к углу наклона скважины (б).

УЭС 3.9 Ом·м, тогда верхняя и нижняя части коллектора будут пластами 3 и 4. Пласт с номером i характеризуется тремя параметрами: УЭС ρ_p , положением подошвы z_i и зенитным углом θ_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 η 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

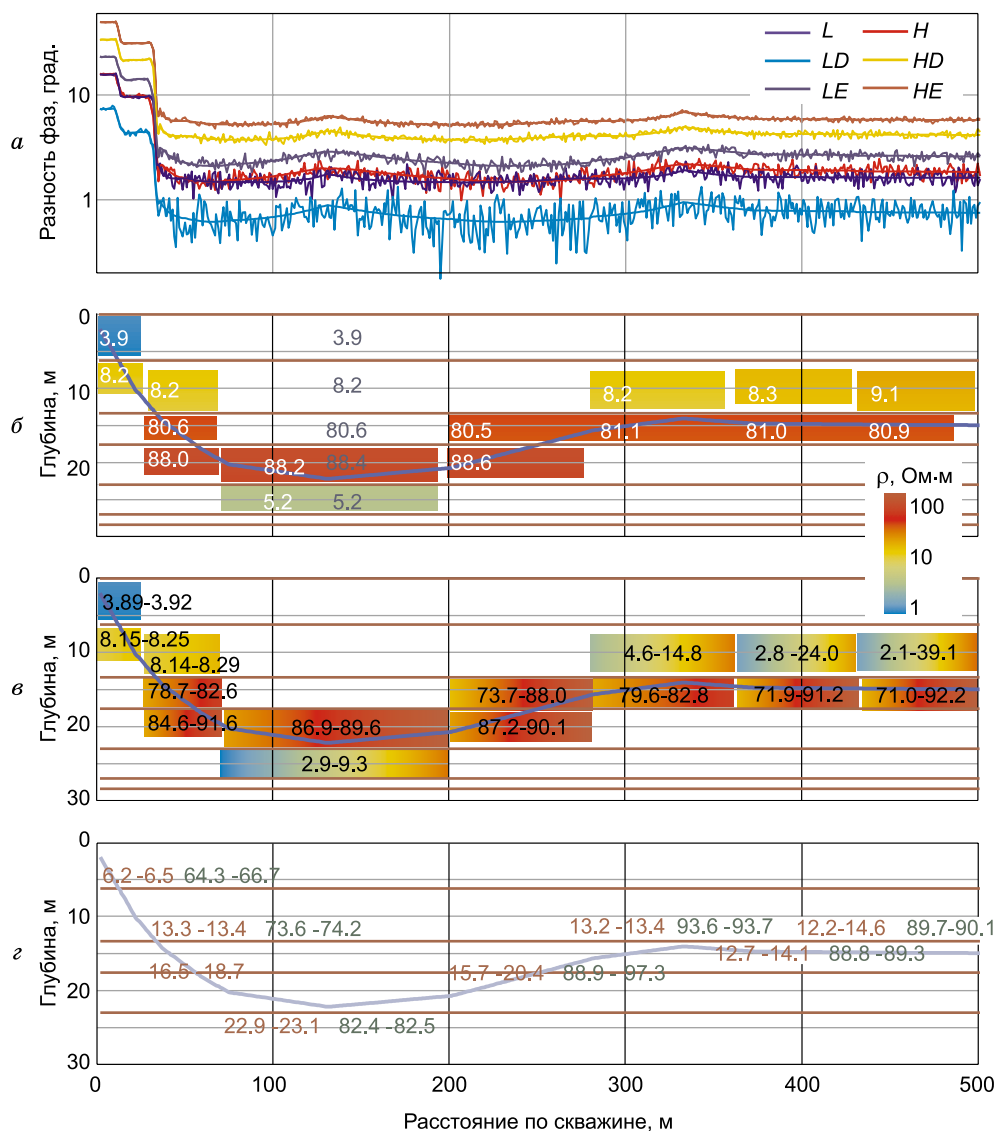


Рис. 3. Данные ВИК-ПБ и результаты инверсии.

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° . На интервале 334—500 м скважина медленно отделяется от кровли на расстояние до 1.65 м, а угол составляет 89.9° .

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 ρ_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 ρ_4 и широкий — ρ_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 ρ_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 ρ_3 и z_2 от истинных остается в пределах 1 %, а диапазоны расширяются для ρ_3 до 71.0—92.2 Ом·м, для z_2 до 12.2—14.6 м. Наибольшие диапазоны возможных значений наблюдаются для ρ_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 ρ_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° 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 (Osaka, 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. Селезневым*

*Поступила в редакцию
5 декабря 2014 г.*