

Быстрое решение двумерной обратной задачи высокочастотного электромагнитного каротажа в нефтегазовых скважинах

© М. И. Эпов, В. Н. Глинских, М. Н. Никитенко, К. В. Сухорукова, 2012

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, Новосибирск, Россия
Поступила 14 мая 2012 г.

Представлено членом редколлегии В. И. Старостенко

Статтю присвячено розвитку фізико-математичного апарату інтерпретації даних електромагнітного каротажу в нафтогазових свердловинах. Розроблені програмно-алгоритмічні засоби чисельної інверсії відносних амплітудно-фазових характеристик у вісесиметричних моделях. Алгоритм розв'язку швидкої оберненої задачі ґрунтований на лінійній інверсії і містить аналіз матриці чутливостей вимірюваних сигналів до модельних параметрів. Інверсія супроводжується визначенням областей неоднозначності відновлювання геоелектричних параметрів. Висока продуктивність двовимірної прямої задачі дала змогу реалізувати альтернативний підхід до інверсії, який ґрунтується на побудові та аналізі всієї множини квазірозв'язків двовимірної оберненої задачі. За алгоритмами, що розроблені, можна визначати геоелектричні параметри зони проникнення пласта, а також оцінювати їх похибки. Виконано експерименти з відновлення електропровідності у типових моделях колекторів на синтетичних і експериментальних даних.

The paper is dedicated to development of physical-mathematical tools of interpretation of the data of electromagnetic logging in oil-gas boreholes. Program-algorithmic means of numerical inversion of relative gain-phase characteristics in axis-symmetric models have been worked out. Algorithm of solving fast inverse problem is based on linear inversion and includes analysis of a matrix of sensitivities of the measured signals to model parameters. Inversion is accompanied by determination of areas of ambiguity of parameters recovery. High productivity of two-dimensional direct problem made possible realization of alternative approach to inversion based on plotting and analysis of all the ensemble of quasi-solutions of two-dimensional inverse problem. Elaborated algorithms give possibility to determine geo-electric parameters of penetration zone and the layer and estimate their inaccuracies. Experiments on recovery of electro-conductivity in typical models of collectors on synthetic and experimental data have been performed.

Введение. Существующая интерпретационная база электромагнитного каротажа основывается на решениях прямых и обратных задач в рамках слоисто-однородных моделей [Кауфман, 1965; Табаровский, 1975]. Однако при интерпретации на интервалах пластов сравнительно небольшой мощности может возникать неоднозначность в определении геоэлектрических параметров. Электромагнитные сигналы в маломощных пластах с неравномерным пространственным распределением удельной электропроводности (УЭП) могут быть адекватно проинтерпретированы только в рамках двумерных моделей. Традиционно решение обратных задач основано на целенаправленном подборе модельных параметров и использует многократное обращение к прямой задаче. Применение решений многомерных задач для

инверсии является проблематичным из-за их высокой ресурсоемкости [Эпов, Мартаков, 1999].

Как известно, одним из характерных свойств электромагнитных полей является их неоднозначная связь с параметрами среды. В работах [Табаровский и др., 1985; Табаровский, Эпов, 2006] подробно обсуждаются и анализируются как виды эквивалентности, так и способы построения областей эквивалентности в пространстве модельных параметров. Для этого используется аппарат линейных возмущений по модельным параметрам. Для оценки погрешности восстановления геоэлектрических параметров эффективным является алгоритм, базирующийся на построении и анализе областей эквивалентности обратной задачи, а также использующий полный перебор параметров

интерпретационной геоэлектрической модели. Этот подход позволяет реально оценивать геоэлектрические параметры среды. В методе высокочастотного электромагнитного каротажа измеряемыми характеристиками являются разности фаз и относительные амплитуды [Даев, 1974; Антонов, Жмаев, 1979]. Совместная инверсия нескольких независимых трансформаций электромагнитного поля делает решение обратной задачи более устойчивым. Области эквивалентности в пространстве параметров модели среды, соответствующие заданным погрешностям измерений, уменьшаются.

Статья посвящена созданию программно-алгоритмических средств быстрой инверсии данных высокочастотного электромагнитного каротажа в нефтегазовых скважинах, в том числе на основе построения и анализа множеств квазирешений двумерной обратной задачи.

О приближенных решениях двумерных прямой и обратной задач. Рассмотрим двумерную геоэлектрическую модель, включающую пачку пластов с плоскопараллельными горизонтальными границами, пересеченную вертикальной скважиной. Каждый из пластов может содержать одну или несколько прискважинных зон, которые отделены друг от друга коаксиально-цилиндрическими границами. Области, образованные горизонтальными и вертикальными границами, представляют собой тороиды с прямоугольным сечением и характеризуются своими значениями УЭП.

Решение краевой задачи состоит в определении компонент электрического и магнитного полей на оси симметрии двумерной модели, разделенной на области разной УЭП системой геометрических границ. Для решения двумерной линейаризованной прямой задачи электромагнитных зондирований в проводящих средах используем подход, описываемый в литературе как метод возмущений или вторичных источников [Habashy et al., 1993; Cheryuka et al., 1998; Могилатов, 1999]. Применительно к электромагнитному каротажу полная постановка краевой задачи и ее решение приведены в работе [Эпов, Глинских, 2005].

Как уже указывалось, в электромагнитном каротаже измеряются разность фаз и отношение амплитуд между двумя сближенными приемными катушками. Для математического моделирования относительных амплитудно-фазовых характеристик в двумерных проводящих средах используем выражения, полученные в работе [Эпов, Глинских, 2005]:

$$\Delta\varphi \approx \Delta\varphi^b + \sum_{i=1}^m \Delta\sigma_i \Delta G_i',$$

$$\Delta A \approx \Delta A^b \exp\left(\sum_{i=1}^m \Delta\sigma_i \Delta G_i''\right). \quad (1)$$

Здесь $\Delta\varphi^b$ — разность фаз, ΔA^b — отношение амплитуд в фоновой модели, $\Delta\sigma_i$ — возмущения удельной электропроводности, $\Delta G', \Delta G''$ — псевдогеометрические факторы.

Линейаризованная обратная задача основана на решении следующей системы линейных алгебраических уравнений:

$$\delta\sigma = \hat{A}^{-1} \delta f, \quad (2)$$

где δf — приращения разности фаз и отношения амплитуд, обусловленных $\delta\sigma$ -возмущениями УЭП; \hat{A}^{-1} — псевдообратная матрица, вычисление которой строится на основе сингулярного разложения матрицы производных измеряемых величин по модельным параметрам.

Геоэлектрические параметры стартовой модели определяются на основе инверсии в рамках цилиндрически-слоистой модели [Эпов, Никитенко, 1993].

Приближенное и точное математическое моделирование. Рассмотрим синтетические диаграммы разностей фаз и относительных амплитуд в осесимметричных геоэлектрических моделях. На рис. 1 приведены относительные амплитудно-фазовые характеристики, рассчитанные с использованием приближенного подхода на основе выражений (1) и метода конечных разностей. Обозначения и параметры зондов электромагнитного каротажа приведены в работе [Технология ..., 2000].

Для сравнения выбрана реалистичная геоэлектрическая модель нефтеводосодержащего коллектора, включающего маломощные плотный карбонатный и глинистый прослои. Коллектор, ограниченный глинистыми отложениями, вскрыт скважиной на пресном глинистом буровом растворе. Верхняя его часть состоит из пачки нефтенасыщенных прослоев с изменяющимся по глубине флюидонасыщением. Нижняя водонасыщенная часть, осложненная карбонатным пластом, отделена от верхней маломощным глинистым прослоем. Проницаемые интервалы включают зону повышающего проникновения, а также окаймляющую зону в нефтеводонасыщенных прослоях. На рис. 1, а показано распределение УЭП по глубине в зонах проникновения (ЗП), окаймляющей зоне (ОЗ) и неизменных частях пластов (П).

Как видно из рис. 1, синтетические диаграм-

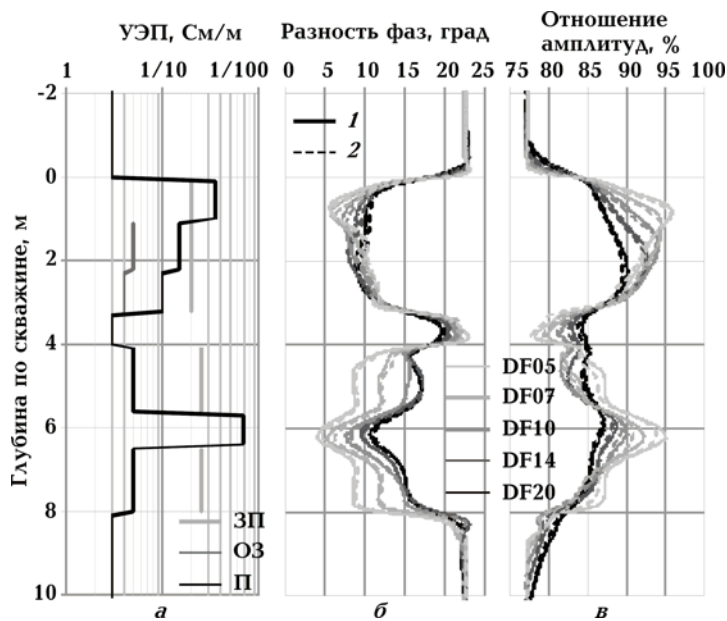


Рис. 1. Диаграммы в двумерном нефтеводонасыщенном коллекторе.

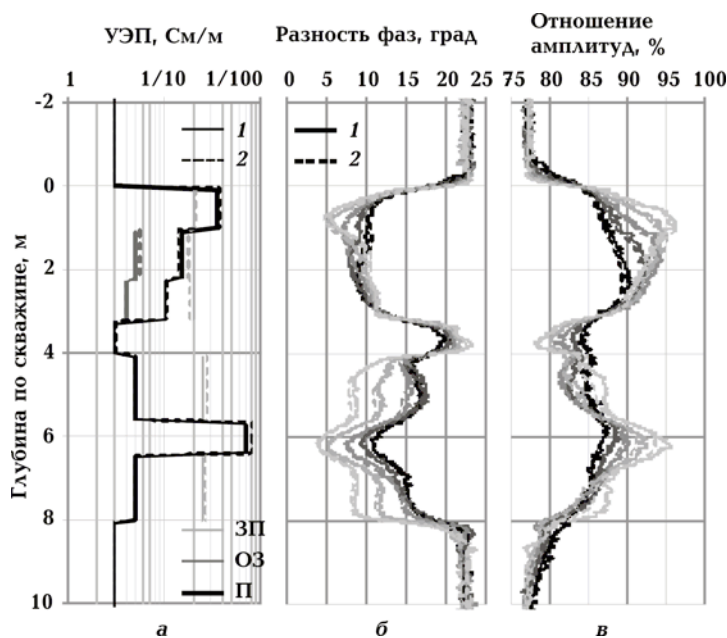


Рис. 2. Двумерная инверсия синтетических диаграмм в нефтеводонасыщенном коллекторе.

мы разностей фаз (б) и относительных амплитуд (в), полученные с использованием метода конечных разностей (1) и приближенного подхода (2), близки между собой. В среднем для зондов DF05-20 их относительные расхождения составляют от 2 до 5 % (разности фаз) и от 1 до 2,5 % (относительные амплитуды). Наибольшие расхождения наблюдаются вблизи границ пластов, а также на интервале коллектора, осложненного карбонатным прослоем. Это связано со значительной вертикальной неоднородно-

стью разреза и большим контрастом УЭП в радиальном направлении.

Восстановление двумерного распределения УЭП. Для проверки алгоритма линейной инверсии на основе уравнения (2) использованы синтетические диаграммы, полученные конечно-разностным моделированием. Они были зашумлены с помощью нормально распределенных случайных величин относительных погрешностей с дисперсией 0,05.

В качестве стартовой модели для совместной инверсии были выбраны однородные вмещающие глины. На рис. 2, а приведены исходные (1) и восстановленные (2) пространственные распределения УЭП. Относительная погрешность восстановления УЭП не превышает 0,06. Необходимо отметить, что на точность результатов инверсии существенное влияние оказывает предварительное задание положения горизонтальных границ пластов и цилиндрических прискважинных зон. Коррекция границ возможна на основе анализа восстановленного пространственного распределения УЭП. Зашумленные синтетические разности фаз (рис. 2, б) и относительные амплитуды (рис. 2, в) для исходной модели (1) и рассчитанные для восстановленной модели (2) хорошо совпадают на всем интервале.

Построение и анализ областей квазирешений обратной задачи. Традиционно решение обратных задач скважинной геоэлектрики основано на целенаправленном подборе модельных параметров с многократным обращением к решению прямой задачи. Основным смыслом самой распространенной схемы решения обратной задачи заключается в согла-

совании синтетических и экспериментальных данных в рамках выбранной модели среды. В силу неточности измеренных данных параметры подобранной модели также определяются с погрешностями. Таким образом, вместо однозначного решения получается множество моделей, которые обычно называются квазирешениями. Мера близости синтетических и экспериментальных данных описывается целевой функцией невязки, в качестве которой обычно выбирается среднеквадратичное расхождение

в единицах погрешностей измерений. Геоэлектрические модели, для которых среднеквадратичное расхождение между синтетическими и экспериментальными диаграммами меньше погрешности измерений, называются эквивалентными. Такая эквивалентность является не только свойством самой модели, но также зависит от точности экспериментальных данных, поэтому можно говорить о двух видах эквивалентности — модельной и экспериментальной. Причем область второй сужается по мере уменьшения погрешности измерений. Их следствием являются области неоднозначности определения модельных параметров, характеризуя тем самым все множество квазирешений обратной задачи. В линеаризованных постановках области эквивалентности в пространстве параметров описываются эллипсоидами, проекции осей которых наибольшие в направлении наименее разрешенных параметров. В работах [Табаровский и др., 1985; Табаровский, Эпов, 2006] приведены соответствующие процедуры оценки областей эквивалентностей. Однако этот подход имеет плохо контролируемые ограничения, связанные с линеаризацией процедур проектирования областей неопределенности данных в пространство модельных параметров.

Поэтому, воспользовавшись быстротой решения прямой задачи, был использован робастный подход, основанный на полном переборе модельных параметров, в заранее заданных диапазонах.

Полученные таким образом результаты сравнивались с результатами линейной инверсии. Для примера приведены интересные с практической точки зрения области квази-



Рис. 3. Области квазирешений двумерной обратной задачи электромагнитного каротажа.

решений по УЭП зоны проникновения, окаймляющей зоны и пласта (рис. 3). В верхний половине рисунка приведены области эквивалентностей УЭП зоны проникновения и пласта, а в нижней — УЭП окаймляющей зоны и пласта. При этом появление окаймляющей зоны в модели свидетельствует о нефтенасыщении коллектора. В этих случаях ее УЭП определяется хотя и неточно, но вполне достоверно.

Количественная интерпретация практических диаграмм. Основным путем повышения достоверности количественного определения насыщения пластов-коллекторов является привлечение реалистичных моделей строения среды, учитывающих как конечные мощности пластов, так и неоднородность зоны проникновения. Весьма важным также является учет влияния повсеместно встречающихся в пластах-коллекторах проводящих глинистых и изолирующих (уплотненных песчаных или карбонатных) прослоев. Использование традиционного подхода к интерпретации в рамках цилиндрически-слоистой модели может приводить к существенным погрешностям определения УЭП и последующим недостоверным оценкам флюидонасыщения.

Рассмотрим несколько примеров определения пространственного распределения УЭП по практическим данным электромагнитного ка-

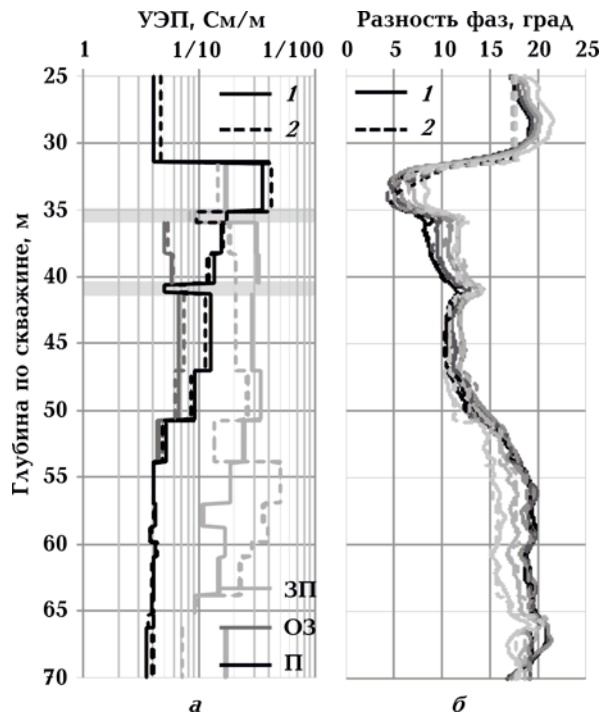


Рис. 4. Инверсия диаграмм электромагнитного каротажа в нефтенасыщенном водоплавающем коллекторе.

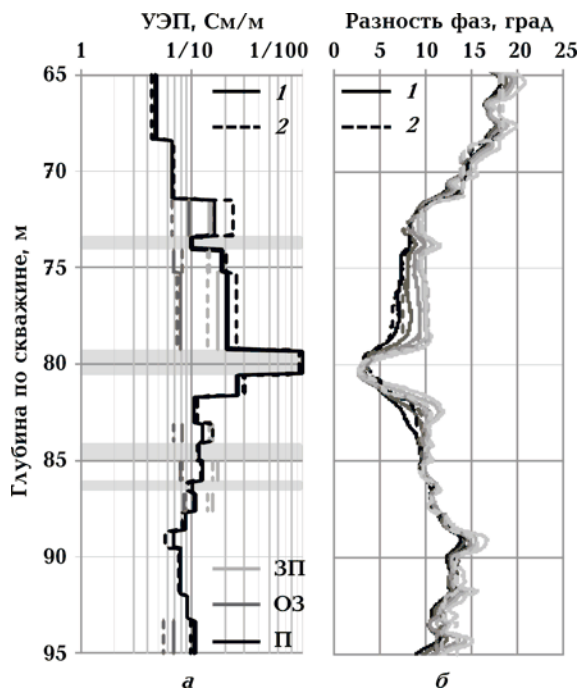


Рис. 5. Инверсия диаграмм электромагнитного каротажа в нефтенасыщенном коллекторе с низкой минерализацией пластовых вод.

ротажа в интервалах типичных коллекторов. В последующем в качестве стартовой модели используются результаты одномерной инверсии.

На рис. 4 приведены результаты двумерной инверсии на интервале коллектора с переменным по глубине нефтенасыщением и тонкими глинистыми прослоями. На предварительном этапе были выделены пласты и определены их УЭП на основе одномерной инверсии. Ее применение позволило уточнить не только пространственное распределение УЭП, но и положение горизонтальных границ. Вертикальные распределения УЭП по результатам одномерной (1) и двумерной (2) инверсии приведены на рис. 4, а. Как видно, наблюдается значительное изменение УЭП в прискважинных зонах.

О достоверности полученных результатов можно судить по хорошему совпадению представленных на рис. 4, б практических (1) и рассчитанных для восстановленной модели (2) разностей фаз. Относительно большие расхождения обусловлены более сложным геологическим строением, чем описываемая модель,

а также высокой вертикальной неоднородностью и значительным радиальным контрастом УЭП.

На рис. 5 представлены результаты двумерной инверсии практических данных в интервале нефтеводонасыщенного коллектора с низкой минерализацией пластовых вод. Коллектор осложнен наличием чередующихся тонких непроницаемых глинистых прослоев и карбонатного пласта. В результате двумерной инверсии восстановлено пространственное распределение УЭП пластов коллектора, а также положение непроницаемых прослоев. Вертикальные распределения УЭП по результатам одномерной (1) и двумерной (2) инверсии приведены на рис. 5, а. Уточнено строение прискважинной зоны в кровельной нефтенасыщенной части, а также скорректированы положения границ маломощных прослоев. Хорошее качество двумерной инверсии иллюстрируется на рис. 5, б, где представлено сравнение диаграмм исходных практических (1) и синтетических (2) разностей фаз.

Анализ полученных результатов восстановления двумерного распределения удельной электропроводности околоскважинного пространства с использованием синтетических и практических данных позволяет сделать заключение о высокой эффективности алгоритмов двумерной инверсии.

Заключение. На синтетических и практических примерах показано, что разработанные программно-алгоритмические средства моделирования и численной инверсии относительных амплитудно-фазовых характеристик в осесимметричных моделях могут успешно использоваться при оперативной интерпретации измеренных данных электромагнитного каротажа. Алгоритм решения быстрой обратной задачи основан на линейной инверсии и включает анализ матрицы чувствительностей измеряемых сигналов к модельным параметрам. Реализован альтернативный подход к инверсии, основанный на построении полного множества квазирешений. Инверсия сопровождается определением областей эквивалентности УЭП прискважинной зоны и неизменной части каждого пласта.

Список литературы

Антонов Ю. Н., Жмаев С. С. ВИКИЗ. — Новосибирск: Наука, 1979. — 104 с.

Даев Д. С. Высокочастотные электромагнитные ме-

тоды исследования скважин. — Москва: Недра, 1974. — 191 с.

Кауфман А. А. Теория индукционного каротажа. — Новосибирск: Наука, 1965. — 236 с.

- Могилатов В. С. Вторичные источники и линейризация в задачах геоэлектрики // Геология и геофизика. — 1999. — **40**, № 7. — С. 1102—1108.
- Табаровский Л. А. Применение метода интегральных уравнений в задачах геоэлектрики. — Новосибирск: Наука, 1975. — 140 с.
- Табаровский Л. А., Эпов М. И. Оценка разрешающей способности электромагнитных методов // Геология и геофизика. — 2006. — **47**, № 5. — С. 568—578.
- Табаровский Л. А., Эпов М. И., Сосунов О. Г. Оценка разрешающей способности электромагнитных методов и подавление помех в системах многократного наблюдения (теория, алгоритмы, программы). — Новосибирск: Препринт ИГиГ СО АН СССР, 1985. — № 7. — 48 с.
- Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ. Метод. Руководство / Под ред. М. И. Эпова, Ю. Н. Антонова. — Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2000. — 121 с.
- Эпов М. И., Глинских В. Н. Электромагнитный каротаж: моделирование и инверсия. — Новосибирск: Гео, 2005. — 98 с.
- Эпов М. И., Мартаков С. В. Прямые двумерные задачи электромагнитного каротажа // Геология и геофизика. — 1999. — **40**, № 2. — С. 249—254.
- Эпов М. И., Никитенко М. Н. Система одномерной интерпретации данных высокочастотных индукционных каротажных зондирований // Геология и геофизика. — 1993. — **34**, № 2. — С. 124—130.
- Cheryuka A. B., Martakov S. V., Epov M. I. High-frequency induction sounding method for fracture modeling and imaging // Proc. 4th SEGJ Intern. Symposium. — Tokyo, 1998. — P. 205—210.
- Habashy T. M., Groom R. W., Spies B. R. Beyond the Born and Rytov approximations: a nonlinear approach to electromagnetic scattering // J. Geophys. Res. — 1993. — B2. — P. 1759—1775.