

## ИНТЕРПРЕТАЦИОННАЯ БАЗА ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРОТАЖА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Эпов М.И., Никитенко М.Н., Глинских В.Н., Сухорукова К.В., Еремин В.Н.

Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН, Новосибирск

Настоящая работа посвящена развитию интерпретационной базы и разработке комплекса базовых алгоритмов и программ численного моделирования и анализа данных электромагнитного каротажа применительно к изучению наклонных и горизонтальных нефтегазовых скважин. Проведено численное моделирование электромагнитных сигналов и функций чувствительностей в средах, описывающих типичные геоэлектрические условия нефтегазовых пластов-коллекторов, вскрытых пологими и горизонтальными скважинами.

*Ключевые слова:* электромагнитный каротаж в процессе бурения, удельное электрическое сопротивление, нефтегазовый коллектор, наклонная и горизонтальная скважина

### Введение

Повсеместное увеличение объёмов бурения горизонтальных скважин, повышение их добычных возможностей и обеспечение безопасности буровых работ требует создания новых высокоэффективных технологий геофизических исследований. Изучение наклонных и горизонтальных скважин традиционными комплексами каротажа сопряжено со значительными временными затратами, поскольку их доставка к забою осуществляется на бурильных трубах. Существенной экономии времени можно достичь, осуществляя каротаж непосредственно в процессе бурения.

Важной составляющей технологий каротажа в процессе бурения является аппаратная реализация. Широко используемые комплексы каротажа в процессе бурения представлены ведущими зарубежными компаниями геофизического сервиса Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes, Weatherford. Существующие программно-аппаратурные комплексы основаны на многокомпонентных электромагнитных измерениях. Будучи сложными и дорогостоящими, они отсутствуют на рынке, а стоимость сервисных работ весьма высока. Отечественные разработки для каротажа в процессе бурения практически отсутствуют, за исключением опытных образцов.

В НПП ГА «Луч» совместно с ИНГГ СО РАН (г. Новосибирск) разработана аппаратура для высокочастотного электромагнитного каротажа в процессе бурения (ВИК-ПБ). Комплекс включает прибор электромагнитного каротажа и телесистему, содержащую прибор гамма-каротажа, инклинометр, батарею питания, пульсатор гидроканала передачи данных. Основные особенности аппаратной реализации включают следующее. Прибор электромагнитного каротажа имеет немагнитный металлический корпус, обеспечивающий высокие прочностные характеристики. Измерения осуществляются двумя основными и четырьмя дополнительными трехкатушечными зондами длинами от 0.7 до 1.4 м на двух частотах 0.88 и 3.5 МГц с регистрацией относительных амплитудно-фазовых характеристик в приёмных катушках [3]. Выбор параметров прибора и измеряемых сигналов во многом основан на развитии широко используемого метода высокочастотного электромагнитного каротажа (ВИКИЗ) и его последующих модификаций [1, 2]. Проведенный сравнительный анализ практических данных ВИК-ПБ и ВИКИЗ показывает высокую степень их взаимного соответствия.

Настоящая работа посвящена развитию интерпретационной базы электромагнитного каротажа применительно к изучению наклонных и горизонтальных нефтегазовых скважин в процессе бурения.

### Математическое моделирование электромагнитных сигналов и функций чувствительностей к геоэлектрическим параметрам в скважинах со сложной траекторией

Базовой интерпретационной моделью для электромагнитного каротажа в процессе бурения является горизонтально-слоистая изотропная или анизотропная (трансверсально-изотропная) модель среды с учётом наклона прибора относительно горизонтальных границ пластов. Для численного моделирования сигналов высокочастотного электромагнитного каротажа в процессе бурения и оценки их чувствительности к геоэлектрическим параметрам среды создан комплекс программно-алгоритмических средств. Ядром вычислительного модуля является подпрограмма DipMag,

разработанная в ИНГГ СО РАН Эповым М.И, Могилатовым В.С. и др., и предназначенная для расчета полной магнитной матрицы и ее производных в горизонтально-слоистой анизотропной среде. Проведено математическое моделирование диаграмм высокочастотного электромагнитного каротажа в типичных геоэлектрических моделях терригенных коллекторов Западной Сибири, вскрытых наклонными и горизонтальными скважинами.

На рис. 1 приведен результат математического моделирования сигналов ВИК-ПБ в типичной модели водоплавающего пласта нефтенасыщенного песчаника, перекрытого глинистой покрывкой, вскрытого скважинах со сложной траекторией. Представленная траектория скважины – одна из типичных траекторий для подобной обстановки.

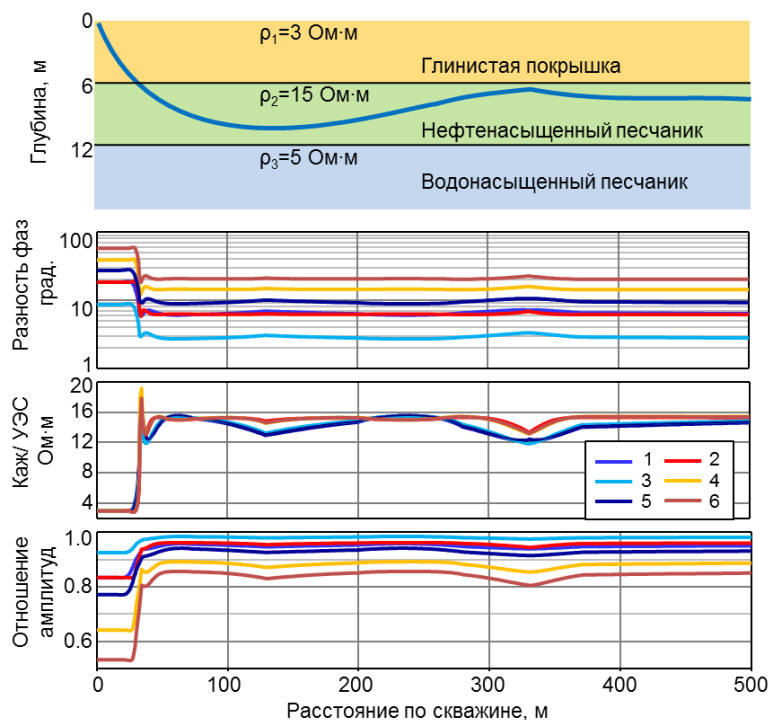


Рис. 1. Математическое моделирование сигналов ВИК-ПБ в скважине со сложной траекторией. Сверху вниз: геоэлектрическая модель водоплавающего нефтенасыщенного коллектора, перекрытого глинистыми отложениями и траектория скважины; диаграммы разности фаз; диаграммы кажущегося УЭС; диаграммы отношения амплитуд. Шифр диаграмм:

1 – 0.88 МГц, 1.4 и 1.05 м, 2 – 0.88 МГц, 1.05 и 0.87 м, 3 – 0.88 МГц, 1.4 и 0.87 м, 4 – 3.5 МГц, 0.7 и 0.52 м, 5 – 3.5 МГц, 1.05 и 0.7 м, 6 – 3.5 МГц, 1.05 и 0.52 м.

На диаграммах изображены разности фаз, кажущиеся УЭС и отношения амплитуд зондов ВИК-ПБ. На диаграммах разности фаз пересечение кровли коллектора отражено резким уменьшением величины сигнала с локальным экстремумом, который соответствует точке пересечения границы. Отклик от водонасыщенной части коллектора заметен только у зондов 1, 2 и 3 в нижней части траектории. Влияние глинистой покрывки наблюдается на отметках от 260 до 360 м у всех зондов.

На диаграммах кажущихся УЭС при пересечении кровли коллектора также наблюдается локальный экстремум. В средней части нефтенасыщенного пласта кажущееся УЭС равно истинному – 15 Ом·м. В нижней точке скважины это значение уменьшается до 12.5 Ом·м для 1, 2 и 3 зондов и незначительно падает для зондов 4, 5 и 6.

В интервале 0–23 м отношения амплитуд всех зондов соответствуют УЭС глинистого пласта. Экстремум при пересечении границы наблюдается лишь на коротких зондах. В интервале 120–140 м наблюдается понижение сигнала, затем идет повышение до уровня, соответствующего сопротивлению нефтенасыщенной части. В интервале 280–340 м сигнал опять значительно снижен, после чего наблюдается его увеличение до уровня, соответствующего 15 Ом·м. Отношение амплитуд зонда 3 в интервале 40–600 м меняется слабо.

На рис. 2 приведены чувствительности разности фаз и отношения амплитуд зондов 1 и 2 к геоэлектрическим параметрам изотропной модели (УЭС пластов и положению границ).

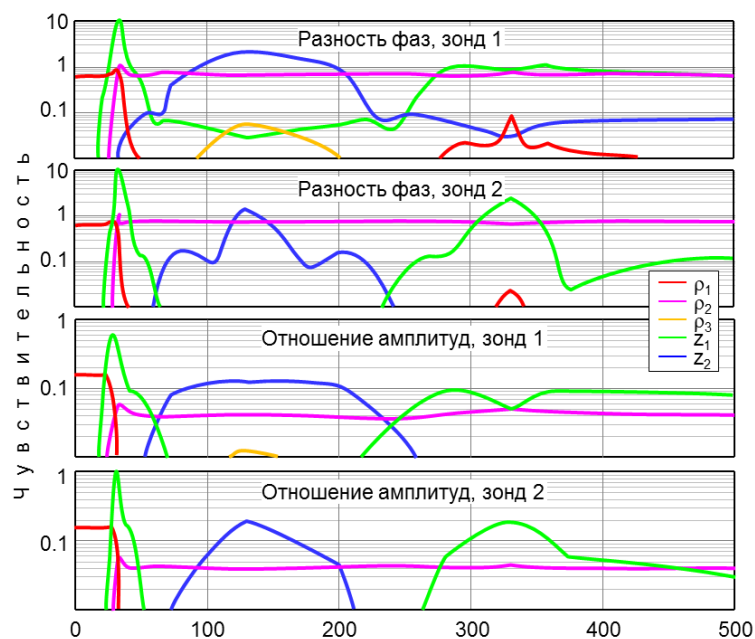


Рис. 2. Чувствительности разности фаз и отношения амплитуд для зондов 1 и 2. Шифр кривых:  $\rho_1$  – УЭС глин,  $\rho_2$  – УЭС нефтенасыщенной части коллектора,  $\rho_3$  – УЭС водонасыщенной части коллектора,  $z_1$  – верхняя граница нефтенасыщенной части,  $z_2$  – нижняя граница нефтенасыщенной части.

Рассмотрим чувствительности разностей фаз. В интервалах 20–60 м наблюдается скачок чувствительности к положению кровли коллектора, обусловленный переходом через неё зондовой системой. Также увеличение чувствительности к этому параметру наблюдается в интервале 250–370 м. После этого интервала чувствительность зонда 2 близка к нулю, а чувствительность зонда 1 монотонно уменьшается. На отметках 60–210 м на разность фаз влияет положение подошвы нефтенасыщенной части. Наибольшая чувствительность отмечается для зонда 1: в точке 124 м (нижняя точка скважины) она максимальна и равна 2. Чувствительность к УЭС верхнего слоя отлична от нуля в интервале 0–40 м, чувствительность к УЭС нефтенасыщенной части – в интервале 35–500 м, то есть во всех точках скважины, находящихся в этой части. Чувствительность к УЭС нижнего слоя во всей исследуемой области очень низкая.

Проанализируем чувствительности отношения амплитуд к параметрам исследуемой модели. В интервале 20–60 м наблюдается скачок чувствительности к верхней границе, который соответствует пересечению ее прибором. Эта характеристика также отлична от нуля для зонда 1 в интервале 200–500 м, а для зонда 2 в интервале 260–500 м, что объясняется большей областью среды, определяющей отношение амплитуд. Нижняя граница влияет на показания в интервале 60–240 м. Чувствительность к УЭС верхнего слоя отлична от нуля в интервале 0–40 м, среднего – в интервале 20–500 м. УЭС нижнего полупространства практически не влияет на показания приборов.

Отметим, что зависимости и характер поведения функций чувствительностей измеряемых сигналов к параметрам модели близки, но значения чувствительностей разностей фаз выше, чем отношения амплитуд.

Представленные результаты отражают высокую чувствительность измеряемых относительных амплитудно-фазовых характеристик высокочастотного электромагнитного каротажа в процессе бурения к геоэлектрическим параметрам и демонстрируют возможности успешного применения для решения задач геонавигации.

### Заключение

Разработан комплекс программно-алгоритмических средств математического моделирования и анализа электромагнитных полей в однородных и слоисто-однородных изотропных и трансверсально-изотропных средах для зондов высокочастотного электромагнитного каротажа в процессе бурения. Проведено численное моделирование электромагнитных сигналов и функций чувствительностей в моделях сред, описывающих типичные геоэлектрические условия нефтегазовых пластов-коллекторов, вскрытых пологими и горизонтальными скважинами. Анализ поведения относительных амплитудно-фазовых характеристик зондов ВИК-ПБ показал, что в горизонтальном

интервале скважины, проходящем в продуктивном интервале коллектора, при приближении к границам пласта-коллектора отмечаются значительные изменения измеряемых сигналов в широком диапазоне. Чувствительности к геоэлектрическим параметрам для разности фаз и отношения амплитуд имеют близкий характер поведения. Сигналы обладают высокой чувствительностью к УЭС продуктивной части пласта, а также к положению его кровли и подошвы. Сравнительный анализ экспериментальных данных ВИК-ПБ и стандартного метода ВИКИЗ в горизонтальных скважинах показывает совпадение их сигналов с высокой практической точностью. Всё это указывает на возможность успешного применения ВИК-ПБ для решения широкого круга задач геонавигации.

1. Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ. Методическое руководство // Под ред. Эпова М.И., Антонова Ю.Н. Новосибирск: НИЦ ОИГГМ СО РАН, Изд. СО РАН, 2000, 121 с.
2. 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.
3. Еремин В.Н., Ю. М. Волканин, А. В. Тарасов. Аппаратурно-методическое обеспечение электромагнитного каротажа в процессе бурения // Каротажник, 2013, № 226, с. 62-69.