

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ НАУКИ
ИНСТИТУТ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОЛОГИИ И ГЕОФИЗИКИ ИМ. А.А. ТРОФИМУКА
СИБИРСКОГО ОТДЕЛЕНИЯ РОССИЙСКОЙ АКАДЕМИИ НАУК

На правах рукописи

НИКИТЕНКО Марина Николаевна

**ОПЕРАТИВНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ
В СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЯХ
ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРОТАЖА**

1.6.9 – Геофизика

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
доктора технических наук

НОВОСИБИРСК

2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
Глава 1. ИЗУЧЕННОСТЬ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ	19
Глава 2. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРОТАЖА НА ОСНОВЕ ЧИСЛЕННО- АНАЛИТИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРЯМЫХ ЗАДАЧ	38
2.1. Описание базовых геоэлектрических моделей геологической среды	38
2.2. Методы решения прямых задач электромагнитного каротажа в слоисто- однородных моделях сред	40
2.3. Новый зонд электромагнитного каротажа с тороидальными катушками для изучения анизотропных свойств тонкослоистых пластов-коллекторов	41
2.3.1. Решение прямой задачи в радиально неоднородной среде	45
2.3.2. Обоснование параметров конфигурации зонда	54
2.3.3. Решение прямой задачи в вертикально неоднородной среде	62
2.3.4. Определение геоэлектрических границ	70
2.4. Зонд диэлектрического каротажа для изучения частотного спектра электрофизических параметров геологической среды	86
2.4.1. Решение прямой задачи в радиально неоднородной среде	87
2.4.2. Обоснование параметров зондирования	102
2.5. Программная база оперативного численного моделирования данных электромагнитного каротажа	106
2.5.1. Зонд с тороидальными катушками	107
2.5.2. Диэлектрический каротаж в цилиндрически-слоистой среде	109
2.5.3. Электромагнитный каротаж в цилиндрически-слоистой среде	109
2.5.4. Электромагнитный каротаж в горизонтально-слоистой среде	111
2.5.5. Электромагнитный каротаж методом переходных процессов	113
Глава 3. РАЗРЕШАЮЩАЯ СПОСОБНОСТЬ И ЧИСЛЕННАЯ ИНВЕРСИЯ ДАННЫХ ЭЛЕКТРОКАРОТАЖНЫХ ЗОНДИРОВАНИЙ	118
3.1. Методы изучения пространственного разрешения данных и определения модельных параметров	118

3.1.1. Функции чувствительности	118
3.1.2. Анализ разрешающей способности системы наблюдений.....	119
3.1.3. Метод инверсии данных	125
3.2. Определение удельного электросопротивления и диэлектрической проницаемости по сигналам высокочастотного электромагнитного каротажа	128
3.2.1. Влияние УЭС и ОДП на относительные амплитуды и разности фаз	128
3.2.2. Численная инверсия синтетических данных.....	140
3.2.3. Дисперсия электрофизических параметров по практическим данным..	143
3.3. Определение электрической макроанизотропии по сигналам электрического и электромагнитного каротажа в наклонно-горизонтальных скважинах	145
3.3.1. Обоснование возможностей комплекса данных ВЭМКЗ и БКЗ в анизотропных средах	145
3.3.2. Численная инверсия синтетических данных.....	154
3.3.3. Численная инверсия практических данных	157
3.4. Определение удельного электросопротивления, электрической макроанизотропии и расстояний до границ по данным ВИКПБ	160
3.4.1. Установление возможностей метода для оценки УЭС и для задачи геонавигации	163
3.4.2. Возможности метода при оценке анизотропии	173
3.5. Комплексный подход к изучению геологических сред, вскрытых скважинами на разных этапах строительства	194
3.5.1. Численная инверсия данных ВЭМКЗ в процессе шаблонирования	196
3.5.2. Чувствительность сигналов ВИКПБ к найденным параметрам среды ..	197
3.5.3. Численная инверсия данных ВИКПБ	200
3.6. Программная база оперативной численной инверсии и анализа разрешающей способности данных электромагнитного каротажа	205
3.6.1. Определение кажущихся значений УЭС и ОДП по данным высокочастотного электромагнитного каротажа	206
3.6.2. Численная инверсия комплекса данных электрометрии в наклонно- горизонтальных скважинах	207
3.6.3. Численная инверсия данных электромагнитного каротажа в процессе бурения	208

3.6.4. Численная инверсия данных электромагнитного каротажа в вертикальных скважинах	210
Глава 4. НОВЫЕ МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ КАРОТАЖНЫХ ЗОНДИРОВАНИЙ.....	214
4.1. Определение угла наклона и азимута напластования по измерениям прибора каротажа в процессе бурения МПП	215
4.1.1. Метод фокусировки во временной области	217
4.1.2. Численные результаты	221
4.2. Способ инверсии данных прибора каротажа в процессе бурения МПП на основе преобразования сигналов в частотную область	227
4.2.1. Трансформация измеренного сигнала в частотную область	228
4.2.2. Численные результаты	229
4.3. Методы сжатия данных прибора каротажа в процессе бурения МПП	244
4.3.1. Метод сплайн-аппроксимации	245
4.3.2. Метод собственных значений.....	248
4.3.3. Численные результаты	251
4.4. Определение электрической макроанизотропии в зоне проникновения и уточнение коэффициента глинистости путем комплексирования данных различных методов каротажа	260
4.4.1. Определение радиального профиля УЭС и его анизотропии	262
4.4.2. Корректировка значения коэффициента глинистости	283
4.4.3. Численная инверсия практических данных	284
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	299
ЛИТЕРАТУРА.....	303

ВВЕДЕНИЕ

Объект исследования – сигналы электромагнитных каротажных зондирований, методы оценки геоэлектрических параметров для определения возможностей современных высокоразрешающих методов исследования скважин и развития способов оперативной обработки и интерпретации данных.

Актуальность

Одной из важных задач промышленной геофизики является создание новых методов исследования околоскважинного пространства, обладающих высоким пространственным разрешением и применяемых для решения широкого круга геолого-геофизических задач, в первую очередь для изучения сложнопостроенных залежей с трудноизвлекаемыми запасами сложной структуры и характеризующихся расширенным диапазоном изменения электрофизических параметров. Создание и обоснование новых высокоразрешающих методов каротажа с использованием тороидальных катушек в широком частотном диапазоне для определения электрической макроанизотропии и диэлектрической проницаемости горных пород, оценки петрофизических параметров по частотному спектру комплексной электропроводности с использованием высокоэффективного программно-алгоритмического обеспечения является определяющим условием развития электромагнитных методов исследования скважин для решения усложняющихся практических задач и ключевым элементом при импортозамещении.

Наряду с этим, создание аппарата оперативного моделирования и инверсии данных современных каротажных комплексов, основанного на решениях быстрых прямых задач электромагнитного каротажа в классе слоистых интерпретационных моделей, необходимо для продвижения отечественных комплексов и их широкого применения при исследованиях в

нефтегазовых скважинах. Все больший объем исследований выполняется в наклонно-горизонтальных скважинах, в том числе при каротаже в процессе бурения. Если традиционная инверсия диаграмм в пластах-коллекторах проводится в рамках радиально неоднородной модели среды (иногда с учетом вмещающих пород), то для наклонного бурения модель выбирается пространственно-неоднородной и алгоритмы инверсии на интервалах скважин становятся принципиально другими: учитывают медленное изменение свойств среды по латерали, возможное присутствие сбросов и выклинивание пластов, специфику поведения диаграмм при переходе через границы и другие. Эффективное применение каротажных приборов при решении конкретных геологических задач, включая геонавигацию, основано на использовании численной инверсии данных и оценки погрешности определения модельных параметров, таких как электрофизические характеристики пластов, положение геоэлектрических границ, наклон скважины относительно границ.

Важным и перспективным направлением исследований является развитие и создание новых способов инверсии и комплексирования данных различных каротажных методов для извлечения дополнительной информации об изучаемой геологической среде. Так, применение каротажа в процессе бурения методом переходных процессов обладает определенными преимуществами по сравнению с частотными зондированиями. Исследования по созданию новых способов обработки и интерпретации данных этого метода могут способствовать его внедрению и широкому практическому применению. Комплексирование данных каротажных методов в рамках единых моделей является крайне необходимым, поскольку без проведения дополнительных измерений позволяет значительно уточнить геоэлектрическое строение и петрофизические характеристики околоскважинного пространства.

Таким образом, создание новых методов исследования в нефтегазовых скважинах, развитие инверсионных процедур и разработка

высокопроизводительного программно-алгоритмического обеспечения электромагнитного каротажа является актуальной научной проблемой, решение которой имеет важное практическое значение для развития промышленной геофизики.

Цель исследования – повышение точности результатов и оперативности интерпретации, эффективности применения и разрешающей способности электромагнитных каротажных зондирований путем создания алгоритмов и программ быстрого моделирования и инверсии данных многокатушечных, многочастотных, многокомпонентных зондов электромагнитного каротажа на основе численно-аналитических решений прямых и обратных задач электродинамики.

Научные задачи:

1. Разработать и программно реализовать алгоритмы моделирования сигналов от тороидальных и соленоидальных катушек с учетом эксцентриситета в электрически анизотропных слоистых средах с частотной дисперсией электропроводности для обоснования конфигурации новых зондирующих каротажных систем.

2. Обосновать эффективность применения высокочастотного индукционного каротажа в процессе бурения для решения задач геонавигации и комплекса высокочастотных электромагнитных и электрических каротажных зондирований для изучения анизотропии и частотной дисперсии электрофизических параметров на основе разработанных алгоритмов и программ численной инверсии и анализа разрешающей способности данных.

3. Развить интерпретационную базу электромагнитных зондирований путем создания новых методов инверсии и сжатия данных для прибора каротажа в процессе бурения методом переходных процессов, комплексирования данных различных методов для определения удельного электрического сопротивления и коэффициента анизотропии в прискважинной зоне и уточнения коэффициента глинистости.

Методы исследований и фактический материал

Теоретической основой новых решений являются уравнения Максвелла. Основной метод исследования – численное моделирование электромагнитного поля, возбуждаемого источниками магнитного типа, в радиально и вертикально неоднородных моделях геологических сред применительно к решению задач промысловой геофизики. Для численного решения прямых и обратных задач и реализации программно-алгоритмического обеспечения широко используются современные методы прикладной и вычислительной математики.

Решение прямых задач электромагнитного зондирования в рамках слоисто-неоднородных моделей сред выполняется с использованием метода Фурье, включает использование необходимой нормировки, предотвращающей экспоненциальный рост/затухание компонентов решения, интегрирование быстроосциллирующих слабозатухающих функций с построением путей интегрирования в комплексной плоскости. Отличительная особенность предлагаемых решений состоит в реализации высокоэффективных алгоритмов вычислений, необходимых для масштабного моделирования и анализа результатов, главным образом, как основы быстрых инверсионных процедур, позволяющих выполнять обработку электромагнитных откликов в масштабе реального времени.

Для построения вычислительных схем инверсии применяются процедуры нелинейной и глобальной оптимизации, при оценке разрешающей способности каротажных данных и вычислении погрешностей определения параметров модели среды анализируется информационная матрица системы наблюдений, включая сингулярное разложение с нахождением собственных значений. Предлагаемые подходы и высокое быстродействие прямых задач обеспечивают выполнение численной инверсии электромагнитных сигналов в реальном времени при обработке большого объема практических данных. Разработка программ и вычислительных алгоритмов сопровождается

оценками точности численных решений и обязательным внутренним и внешним тестированием программ.

Для тестирования и верификации использовались алгоритмы и программы Е.Ю. Антонова, В.С. Могилатова, И.В. Суродиной, М.И. Эпова, созданные в ИНГГ СО РАН и ИВМиМГ СО РАН, а также А.Н. Беспалова, разработанные в компании Baker Hughes. Высокая степень достоверности подтверждается сравнительным анализом результатов, полученных численными методами при использовании аналитических, численно-аналитических решений, конечно-разностных и конечно-элементных аппроксимаций как самим соискателем, так и другими исследователями.

Фактическим материалом для опробования алгоритмов и программ моделирования и инверсии являются синтетические и практические данные электромагнитного и электрического каротажа скважин Широкого Приобья Западной Сибири, полученные методами высокочастотных электромагнитных каротажных зондирований ВИКИЗ и ВЭМКЗ, методом высокочастотного каротажа в процессе бурения ВИКПБ, бокового каротажного зондирования БКЗ, а также методом зондирования тороидальными катушками ZET. Указанные методы каротажа разработаны в ИНГГ СО РАН и реализованы в Научно-производственном предприятии геофизической аппаратуры «Луч» (г. Новосибирск) в сертифицированных аппаратурных комплексах, широко применяемых при изучении геологических разрезов нефтяных и газовых скважин, вскрытых вертикальным и наклонно-горизонтальным бурением. Кроме того, использованы скважинные данные приборов компании Baker Hughes: аппаратуры высокоразрешающего индукционного каротажа HDIL, трехмерного индукционного каротажа 3DeX, бокового микрокаротажа Micro-Log и гамма-каротажа Gamma Ray.

Защищаемые научные результаты

1. Решения прямых задач и высокоэффективные вычислительные алгоритмы для кругового магнитного тока и смещенного с оси скважины магнитного диполя в радиально и вертикально неоднородных средах, обоснование конфигурации новых зондирующих систем для изучения анизотропных и дисперсионных свойств геологической среды на основе полномасштабного моделирования электромагнитных сигналов.

2. Программный комплекс оперативного численного моделирования, инверсии и анализа разрешающей способности электромагнитных и электрических методов каротажа на основе численно-аналитических решений прямых и обратных задач в рамках слоисто-неоднородных моделей для анализа измеряемых сигналов, определения геоэлектрических параметров и оценки погрешностей их определения.

3. Обоснование эффективности применения прибора ВИКПБ для оценки удельного электрического сопротивления и положения границ пласта-коллектора с выявлением интервалов тонкой слоистости, а также комплекса данных ВЭМКЗ и БКЗ для определения коэффициента электрической анизотропии и частотно-зависимой диэлектрической проницаемости на основе результатов численной инверсии и анализа чувствительности сигналов к модельным параметрам.

4. Методы определения углов наклона и азимута пластов, оперативной инверсии и сжатия данных метода переходных процессов в процессе бурения на основе фокусировки сигналов во временной области, трансформации в частотную область, аппроксимации и представления в виде комбинации базисных функций для повышения эффективности геонавигации.

5. Метод определения удельного электрического сопротивления и коэффициента электрической анизотропии в зоне проникновения фильтра бурового раствора в пласт и коррекции значения глинистости на основе комплексирования данных многочастотных, многозондовых и

многокомпонентных измерений, электрического имиджера и гамма-каротажа для повышения достоверности результатов петрофизической интерпретации и точности оценок коэффициентов водонасыщения и проницаемости с использованием данных гамма-гамма плотностного, ядерно-магнитного и повторных измерений электромагнитного каротажа.

Научная новизна

1. Построены решения прямых задач электродинамики для кругового магнитного тока в радиально и вертикально неоднородных средах и для смещенного с оси скважины магнитного диполя в радиально неоднородной среде с использованием метода разделения переменных для уравнений Максвелла и выделения нормального поля. На их основе разработаны базовые алгоритмы численного моделирования сигналов новых зондов электромагнитного каротажа для изучения анизотропных и дисперсионных свойств сложнопостроенных коллекторов.

2. Достигнута высокая точность и быстродействие реализованных вычислительных алгоритмов путем представления решения в виде, сокращающем число вычислительных операций, использования необходимой нормировки, предотвращающей экспоненциальный рост/затухание компонентов решения, применения схем эффективного интегрирования быстро осциллирующих слабозатухающих функций и суммирования медленно сходящихся рядов Фурье.

3. По результатам выполненного полномасштабного моделирования электромагнитных сигналов выбрана оптимальная конфигурация зонда с тороидальными катушками, характеризующегося компактной системой «возбуждения-измерения», низкими операционными частотами и двумя режимами работы, для определения удельного электрического сопротивления, коэффициента электрической анизотропии и границ пластов, пересекаемых скважиной. Определены параметры высокочастотной зондирующей

установки для выявления эффекта частотной дисперсии комплексной удельной электропроводности.

4. Разработан программный комплекс оперативного численного моделирования электромагнитных сигналов для новых зондов с тороидальными катушками и диэлектрического и для известных электромагнитных и электрических методов исследования скважин на основе решений прямых задач в рамках радиально и вертикально неоднородных моделей среды для анализа измеряемых сигналов и быстрой инверсии данных.

5. На основе оптимизационных методов и анализа информационной матрицы системы наблюдения разработаны алгоритмы оперативной численной инверсии и анализа разрешающей способности данных электромагнитных и электрических зондирований для обоснования возможностей и установления ограничений их применения к изучению геологической среды с оценкой и прогнозированием электрофизических параметров пластов-коллекторов.

6. Показано, что инверсия комплекса данных электромагнитных и электрических каротажных зондирований ВЭМКЗ и БКЗ позволяет с высокой степенью достоверности определять коэффициент электрической анизотропии, а инверсия относительных амплитуд и разностей фаз зондов ВЭМКЗ – диэлектрическую проницаемость пластов, в том числе частотно-зависимую, для изучения сложнопостроенных геологических разрезов, вскрытых вертикальными и наклонно-горизонтальными скважинами.

7. По результатам численной инверсии и анализа пространственного разрешения ВИКПБ показано, что измеряемые сигналы обладают высокой чувствительностью к удельному электрическому сопротивлению и коэффициенту электрической анизотропии продуктивной части пласта, а также к положению его кровли и подошвы, точность определения которых значительно повышается при использовании априорной информации, получаемой на разных этапах строительства скважины.

8. Разработан программный комплекс оперативной численной инверсии и анализа разрешающей способности электромагнитных и электрических методов исследования скважин, реализованных в современных аппаратных комплексах для каротажа на кабеле, бурильных трубах и в процессе бурения, на основе численно-аналитических решений прямых и обратных задач в рамках радиально и вертикально неоднородных моделей для определения геоэлектрических параметров и оценки их погрешностей при исследовании геологических разрезов скважин в реальном времени.

9. Разработан метод фокусировки во временной области для определения углов наклона и азимута пластов по данным каротажа в процессе бурения методом переходных процессов, основанный на разложении измеренных сигналов во временной ряд и диагонализации матрицы сфокусированных компонент магнитного поля, для повышения эффективности геонавигации: сокращения ресурсоемкости инверсии данных и уменьшения модельной эквивалентности.

10. Разработан метод оперативной инверсии данных каротажа методом переходных процессов на основе трансформации измеренных сигналов из временной области в частотную с применением к последним быстрого алгоритма решения обратной задачи в частотной области с целью определения сопротивлений пластов, пересекаемых скважиной в процессе бурения, и расстояний до их границ в масштабе реального времени.

11. Разработаны методы сжатия данных каротажа методом переходных процессов, основанные на сплайн-аппроксимации сигналов и конструировании ортогонального базиса в пространстве измерений с последующим описанием сигналов линейной комбинацией базисных векторов, обеспечивающие передачу большого объема данных в процессе бурения.

12. Разработан метод и программное обеспечение для коррекции коэффициента глинистости, а также определения удельного электрического сопротивления и коэффициента электрической анизотропии в прискважинной

зоне на основе совместной интерпретации данных приборов HDIL, 3DeX, Micro-Laterolog и Gamma Ray для улучшения оценки насыщения с использованием данных приборов NMR и Nuclear и для определения проницаемости при интерпретации повторных измерений электромагнитного каротажа.

Личный вклад

Решены прямые задачи электродинамики для кругового магнитного тока и для смещенного с оси скважины магнитного диполя, разработаны высокоэффективные алгоритмы численного моделирования сигналов каротажных зондов. Создан программный комплекс оперативного моделирования, инверсии и анализа разрешающей способности каротажных данных. Обоснована конфигурация новых зондов с тороидальными катушками и диэлектрического. Показана эффективность применения каротажных комплексов ВЭМКЗ, БКЗ и ВИКПБ для определения геоэлектрических параметров среды. Разработаны методы определения углов наклона и азимута пластов, оперативной инверсии и сжатия данных для каротажа в процессе бурения методом переходных процессов. Разработан метод и программное обеспечение для коррекции коэффициента глинистости и определения электросопротивления и анизотропии в прискважинной зоне. Соискатель принимал решающее участие в постановке задач, разработке методических подходов к их решению, получении оригинальных результатов и их анализе, обсуждении и подготовке большей части публикаций по теме диссертации.

Теоретическая и практическая значимость

Обоснование новых методов исследования скважин, таких как зондирование с использованием тороидальных катушек, диэлектрический каротаж в широком частотном диапазоне, разработка программно-алгоритмического обеспечения для масштабного моделирования сигналов является составной частью развития электромагнитных методов исследования

скважин с целью определения электрической макроанизотропии горных пород, оценки коэффициента водонасыщения и удельного электрического сопротивления пластовой воды из частотного спектра комплексной проводимости. Создание аппарата оперативного моделирования и инверсии данных современных каротажных методов ВИКИЗ, ВЭМКЗ, БКЗ и ВИКПБ, реализованных в аппаратурно-программных комплексах СКЛ, серийно выпускаемых НПП ГА «Луч», способствует продвижению этих комплексов при исследованиях в наклонно-горизонтальных скважинах, в том числе в каротаже в процессе бурения, обоснованию их использования при решении конкретных практических задач, таких как оценка удельного электрического сопротивления пластов и определение геоэлектрических границ, в частности, в геонавигации. Алгоритмы инверсии учитывают специфику поведения каротажных диаграмм в наклонных скважинах, а также свойства среды и позволяют надежно восстанавливать ее модель вдоль траектории скважины.

Созданные программы прямого моделирования сигналов индукционного каротажа в цилиндрически-слоистой среде и вычисления кажущегося удельного электрического сопротивления и относительной диэлектрической проницаемости внедрены в автоматизированные системы численной инверсии МФС ВИКИЗ и EMF Pro, разработанные в ИНГГ СО РАН, и используются при интерпретации данных высокочастотного электромагнитного каротажа. Программный блок оценки разрешающей способности системы наблюдений и вычисления погрешностей результатов инверсии внедрен в программный комплекс для интерпретации многокомпонентных данных каротажа в процессе бурения MCWD и производственную систему Reservoir Navigation Service, применяемую в компании Baker Hughes GE при проводке горизонтальных скважин.

Развитие и создание новых методов инверсии посвящены новому способу исследования скважин методом переходных процессов и являются оригинальными разработками. Предложены решения для определения истинного наклона и азимута пласта, быстрой инверсии, а также сжатия

данных, передающихся на поверхность. Комплексирование данных многочастотных, многозондовых и многокомпонентных измерений, электрического имиджера и гамма-каротажа позволяет получить дополнительную информацию о среде, окружающей скважину, а именно определить коэффициент электрической макроанизотропии в зоне проникновения бурового раствора в пласт с целью уточнения коэффициентов проницаемости и глинистости.

Апробация работы и публикации

Основные научные результаты и положения диссертационной работы докладывались и получили одобрение научной общественности *на международных конференциях и симпозиумах*: Международной конференции и выставке по геофизическим исследованиям скважин «Москва-98», (Москва, 1998), Международных научных конгрессах «Интерэкспо ГЕО-Сибирь» (Новосибирск, 2008; 2015; 2016), 51-м Международном ежегодном каротажном симпозиуме SPWLA (Австралия, Перт, 2010). 12-й, 18-й и 19-й научно-практических конференциях EAGE по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «Геомодель» (Россия, Геленджик, 2010; 2016; 2017), 6-й, 7-й, 8-й Международных конференциях и выставках EAGE «Санкт-Петербург» (Санкт-Петербург, 2014; 2016; 2018), 58-й, 77-й, 78-й Международных конференциях и выставках EAGE (Нидерланды, Амстердам, 1996; Испания, Мадрид, 2015; Австрия, Вена, 2016), Международной конференции «Математические и информационные технологии» MIT-2016 (Сербия, Врнячка Баня, 2016), *на всероссийских конференциях*: научно-практической конференции «Пути повышения эффективности геологической интерпретации геофизических исследований скважин при разведке, эксплуатации и подсчете запасов месторождений нефти и газа Западной Сибири» (Тюмень, 1997), нефтегазовой технической конференции и выставке SPE (Москва, 2012; 2016; 2017).

По теме диссертации опубликовано более 80-ти научных работ, из них 18 статей в ведущих рецензируемых научных журналах из перечня ВАК, 9 статей в зарубежных и других рецензируемых научных журналах, 5 российских и зарубежных патентов, зарегистрированы 3 программы для ЭВМ.

Работа выполнена в лаборатории многомасштабной геофизики Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук. Научные исследования проводились в соответствии с Планами научно-исследовательских работ ИНГГ СО РАН по проектам Программ фундаментальных исследований СО РАН: на 2001-2003 гг. (проект № 5.1.5, гос. рег. № 01.2001.01571), на 2004-2006 гг. (проект № 28.7.2, гос. рег. № 01.2004.07248), на 2007-2009 гг. (проект № 7.3.1.1, гос. рег. № 01.2007.05133), на 2010-2012 гг. (проект № VII.56.1.1, гос. рег. № 01.2010.01256), на 2013-2016 гг. (проект № VIII.70.3.2, гос. рег. № 01.2013.51719), на 2017-2020 гг. (проект № IX.128.3.1, № 0331-2016-0034 в ИСГЗ ФАНО). Научные исследования также поддерживались проектами Программ фундаментальных исследований Президиума РАН № 27.7 и Отделения наук о Земле РАН № ОНЗ-1.4, государственными контрактами № 02.515.11.5055 и 16.740.11.0358 в рамках реализации Федеральных целевых программ.

Благодарности

Успешному проведению научных исследований на всех этапах способствовали доброжелательное отношение и поддержка сотрудников лабораторий электромагнитных полей, многомасштабной геофизики и геоэлектрики ИНГГ СО РАН и Научно-технологического центра Baker Hughes GE. Автор благодарен своим коллегам Ю.Н. Антонову, Ю.А. Дашевскому, Г.Б. Ицковичу, С.В. Мартакову, И.В. Михайлову, В.С. Могилатову, А.П. Мосину, К.В. Сухоруковой, М.Б. Рабиновичу, М.В. Свиридову,

И.В. Суроудиной, Л.А. Табаровскому за содержательные обсуждения и научные консультации. Отдельная благодарность зав. лабораторией многомасштабной геофизики, д.ф.-м.н., чл.-корр. РАН Вячеславу Николаевичу Глинских за предметное обсуждение содержания диссертации и дружескую поддержку.

Автор благодарен экспертам М.И. Эпову, Е.Ю. Антонову, И.Н. Ельцову, В.Н. Глинских и К.В. Сухоруковой, ознакомившимся с диссертационной работой, за анализ, критические замечания и ценные советы, а также Н.Н. Неведровой за методические рекомендации и консультации по оформлению диссертационных материалов.

Автор глубоко признателен академику РАН, д.т.н., профессору Михаилу Ивановичу Эпову за неоценимую помощь и всестороннюю поддержку на протяжении многих лет совместной работы. Во многом благодаря его авторитету и постоянному вниманию к научной жизни соискателя была написана данная работа.

Объем и структура работы

Диссертация состоит из введения, четырех глав и заключения. Объем – 340 страниц, 124 рисунка, 26 таблиц. Библиографический список содержит 305 наименований.

Глава 1. ИЗУЧЕННОСТЬ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ

Электрические и электромагнитные методы исследования скважин занимают важное место среди геофизических каротажных методов изучения горных пород в поисковых, разведочных и эксплуатационных скважинах. Электрический каротаж с искусственным источником основан на регистрации квазипостоянного электрического поля с пересчетом в кажущееся удельное электрическое сопротивление среды (УЭС). На практике широко используются БКЗ, боковой каротаж и микрокаротаж. Электромагнитный каротаж (ЭМК) – это исследования геологической среды, основанные на измерении переменного электромагнитного поля. ЭМК традиционно делится на три группы в зависимости от частоты возбуждающего тока в источнике. Первая группа – это низкочастотный индукционный каротаж (ИК) с рабочими частотами 10 – 300 кГц, в области которых волновые свойства электромагнитного поля слабо выражены. Измеряемой величиной является кажущаяся удельная электрическая проводимость (УЭП). Вторая группа – высокочастотный электромагнитный каротаж с частотами 0.8 – 15 МГц и третья – диэлектрический каротаж (ДК) на частотах 20 – 1000 МГц, где волновые свойства электромагнитного поля с увеличением частоты начинают преобладать над диффузионными. Измеряемыми величинами являются фазовые и относительные амплитудные характеристики поля, пересчитываемые в кажущееся УЭС и кажущуюся диэлектрическую проницаемость (ДП). Кроме частотных методов ЭМК существует и каротаж методом переходных процессов (МПП). В этом методе источником электромагнитного поля является импульс тока прямоугольной или более сложной формы, а измерения сигнала происходит, как правило, после выключения тока на широком временном интервале.

В работе рассматриваются вопросы моделирования, анализа чувствительности и интерпретации сигналов высокочастотных электромагнитных каротажных зондирований, нового электромагнитного

зонда высокого разрешения с тороидальными катушками, диэлектрического зонда, а также каротажного прибора методом переходных процессов.

Метод ВИКИЗ

Особое место среди большого числа модификаций ЭМК занимает метод ВИКИЗ, широко используемый для определения электрофизических параметров горных пород в околоскважинном пространстве. Метод ВИКИЗ разработан в Институте геологии и геофизики СО АН СССР и Научно-производственном предприятии геофизической аппаратуры «Луч» (г. Новосибирск) и включен в список обязательных в РФ методов каротажа нефтяных и газовых скважин [Технология исследования ..., 2000]. В приборе измеряются разность фаз и отношение амплитуд ЭДС в пяти (или девяти для модификации ВЭМКЗ) трехкатушечных изопараметрических зондах длиной от 0.5 до 2 м. Используется промежуточный диапазон частот 875 кГц – 14 МГц, где влияние на сигнал оказывают не только диффузионные, но и волновые процессы в среде. Д.С. Даев и С.Б. Денисов детально изучили поведение высокочастотного электромагнитного поля и принципы измерения относительных амплитудно-фазовых характеристик [Даев, Денисов, 1970; Даев, 1974; Денисов, 1986], предложили метод и разработали аппаратуру волнового электромагнитного каротажа [Даев, Денисов, 1971; Даев, Денисов, Костин, 1977; Двухчастотная аппаратура ..., 1977; Денисов, Костин, Темиргалеев, 1978; Измерение параметров ..., 1978]. Обоснование использования ВИКИЗ для исследования геологических разрезов, вскрытых бурением скважин при поисках нефти и газа, детально выполнено Ю.Н. Антоновым и С.С. Жмаевым [Антонов, 1979, 1980, 1981, 1996; Высокочастотное индукционное ..., 1979; Антонов, Кривоуцкий, 1981; Антонов, Жмаев, 1982; Антонов, Приворотский, 1983; Антонов, Жмаев, Расторгуев, 1983]. В дальнейшем под руководством М.И. Эпова развивались теоретическая, аппаратная и методическая составляющие ВИКИЗ, в том числе изучались такие вопросы, как инверсия данных в радиально

неоднородной и осесимметричной средах, определение УЭС в зоне проникновения, пространственное разрешение зондов, влияние проводящего бурового раствора, неровностей стенки скважины и эксцентриситета зонда на измеряемые сигналы, выделение границ пластов, поведение сигналов в наклонно-горизонтальных скважинах, возможность определения относительной диэлектрической проницаемости (ОДП), оценка параметров тонкослоистых коллекторов и изучение электрической анизотропии [Эпов, Никитенко, 1993; Эпов, Жмаев, Ульянов, 1997; Антонов, Эпов, Каюров, 1998; Жмаев, 1998; Жмаев, Ульянов, Абросимов, 1998; Особенности высокочастотных 1998; Ульянов, 1998; Эпов, Сухорукова, Никитенко, 1998, 1999; Новый программно-аппаратурный ..., 1999; Ульянов, Эпов, 1999; Эпов, Ельцов, Соболев, 1999; Анализ и инверсия ..., 2000; Технология исследования ..., 2000; VIKIZ Method ..., 2002; Метод вероятностных ..., 2003; Эволюция зоны ..., 2004; Еров, Yeltsov, Kashevarov, 2004; Эпов, Глинских, 2005; Глинских, Эпов, 2005, 2006а, 2006б, 2009а, 2009б; Эпов, Никитенко, Сухорукова, 2006; Антонов, Эпов, Каюров, 2006; Сухорукова, Петров, Никитенко, 2007; Никитенко, Эпов, 2008; Игнатов, Сухорукова, 2009; Новый аппаратурный ..., 2010; Ельцов, Нестерова, Кашеваров, 2011; Антонов, Сметанина, Михайлов, 2012; Суродина, Эпов, 2012; Эпов, Сухорукова, 2012; Electromagnetic sounding ..., 2012; Глинских, Никитенко, Эпов, 2013; Effective electromagnetic ..., 2013; Горбатенко, Вологдин, Сухорукова, 2013; Аппаратура и интерпретационная ..., 2014; Горбатенко, Сухорукова, 2014; Исследование возможностей ..., 2016; Сигналы электрического ..., 2016; Сухорукова, Литвиченко, 2017; Копытов, Сухорукова, Никитенко, 2018].

В настоящее время метод высокочастотного электромагнитного каротажного зондирования реализован в аппаратуре СКЛ, применяемой для изучения как вертикальных, так и наклонно-горизонтальных скважин.

Аппаратурный комплекс СКЛ

В НПП ГА «Луч» разработаны аппаратурные комплексы СКЛ [Новый аппаратурный ..., 2010; Аппаратурный комплекс ..., 2015], в которых реализованы методы БКЗ и ВЭМКЗ, а также резистивиметрия, потенциал самополяризации, гамма-, гамма-плотностной и нейтронный каротаж, термометрия и инклинометрия. В результате применения комплекса СКЛ уменьшается число спускоподъемных операций и исключается необходимость взаимной увязки сигналов разных методов по глубине. Совместная интерпретация данных ВЭМКЗ и БКЗ увеличивает точность восстановления пространственного распределения УЭС в различных геоэлектрических условиях [Еров, Yeltsov, Kashevarov, 2004; Исследование возможностей ..., 2016; Особенности количественной ..., 2017; Совместная численная ..., 2017]. Существуют следующие разновидности аппаратуры: СКЛ-76 – для измерений на кабеле; СКЛ-160 – автономная аппаратура для измерений на трубах при шаблонировании открытого ствола; СКЛ-102 – автономная аппаратура для измерений на трубах в наклонных и горизонтальных стволах.

Несомненно, необходимо развитие интерпретационной базы комплекса данных, получаемых на всех этапах строительства скважины. Для эффективного применения алгоритмов и программных комплексов при интерпретации в реальном времени следует обеспечить их высокую производительность.

Метод ВИКПБ

При разработке месторождений нефти повсеместно используется наклонно-направленное бурение скважин с горизонтальным завершением. При таком способе бурения необходима высокоточная проводка протяженного субгоризонтального ствола в продуктивной части разрабатываемого коллектора. Геонавигация скважинной траектории в допустимом коридоре осуществляется по данным каротажа в процессе

бурения и состоит в определении положения ствола относительно границ вскрываемого коллектора с вмещающими породами с учетом латеральных неоднородностей. Строительство скважин с горизонтальным завершением в сложных геологических условиях требует применения высокотехнологичных геофизических комплексов для проведения каротажа в процессе бурения. Такие комплексы используются ведущими зарубежными сервисными компаниями Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes GE, Weatherford. В их состав входят зонды электромагнитного каротажа, предназначенные для определения УЭС горных пород. За последние полтора десятилетия опубликовано большое число зарубежных работ, посвященных теории, разработке аппаратуры и методам интерпретации данных электромагнитного каротажа в процессе бурения [Field test ..., 2003; New directional ..., 2005; Real-time interpretation ..., 2006; Meyer, Hart, Jensen, 2008; Geosteering using ..., 2009; LWD/MWD resistivity ..., 2009; Evaluation of parameter ..., 2010; The vagaries and myths ..., 2012]. Детальный обзор современного состояния в области геонавигации горизонтальных скважин приведен в работах С.М. Аксельрода [Аксельрод, 2001; 2012]. Сдерживающим фактором широкого применения зарубежной аппаратуры является ее отсутствие на российском рынке. Производители не продают приборы российским сервисным геофизическим компаниям, а предоставляют в аренду или оказывают сервисные услуги. В настоящее время наиболее развитым отечественным комплексом для каротажа в процессе бурения является совместная разработка НПП ГА «Луч» и ИНГГ СО РАН. Успешный российский опыт изучения нефтегазовых скважин с использованием новой автономной аппаратуры демонстрируется в [Новый аппаратный ..., 2010]. Эта аппаратура включает современный метод высокочастотного электромагнитного каротажа (модификация ВЭМКЗ) и телесистему, содержащую прибор гамма-каротажа (ГК), инклинометр, батарею питания, пульсатор гидроканала передачи данных [Еремин, Волканин, Тарасов, 2012].

Для новой приборной базы с учетом современных достижений в производстве скважинной аппаратуры необходимо создание программно-алгоритмических средств численного моделирования и инверсии данных каротажа в процессе бурения для получения реалистичных моделей флюидонасыщенных геологических сред.

Новый зонд ЭМК с тороидальными катушками

В последнее десятилетие существенно расширился круг задач промысловой геофизики, что обусловлено, в первую очередь, вовлечением в разработку глубокопогруженных залежей углеводородов сложного геологического строения. Это требует применения новых эффективных способов их изучения и, следовательно, создания новых методов геофизических исследований в нефтегазовых скважинах. Одной из основных электрофизических характеристик, по которой определяется флюидонасыщение пласта, является УЭС. На определение пространственного распределения УЭС вокруг скважины ориентированы методы как электрического, так и электромагнитного каротажа. При этом огромное внимание уделяется изучению анизотропии, которая сильно проявляется в осадочных горных породах. Как правило, используют одноосную анизотропию УЭС. В этом случае среда описывается двумя параметрами: УЭС вдоль и поперек напластования, т. е. различают горизонтальную и вертикальную УЭС. Традиционные методы ЭМК не зависят от вертикальной УЭС, поэтому для изучения электрической анизотропии используют многокомпонентные измерения [Anderson, Barber, Lüling, 1995; Hagiwara, 1996; Graciet, Shen, 1997; Tabarovsky, Rabinovich, 1998; Advanced inversion ..., 2000; A new multicomponent ..., 2000a, 2000b; Impact of multicomponent ..., 2001; Understanding multicomponent ..., 2001; Enhanced evaluation ..., 2001; Simultaneous determination ..., 2001; Principles of tensor ..., 2001; Wang, Yu, Fanini, 2003; Effect of fractures ..., 2004; Determination of relative ..., 2004; Zhdanov, Tartaras, Gribenko, 2004; Effects of mandrel ..., 2005; Tabarovsky,

Rabinovich, 2005; Wang, 2006; Sensitivity study ..., 2008; Evaluation of resistivity ..., 2010], характеризующиеся сложной аппаратной реализацией и трудностями при обработке и интерпретации данных. Таким образом, задача определения параметров тонкослоистых терригенных и трещиноватых карбонатных коллекторов остается по-прежнему актуальной и необходимо использовать иные подходы для ее решения. Одним из них является применение индукционного источника, генерирующего электрическое поле, по структуре сходное с электрическим полем токового электрода. Таким источником является тороидальная катушка (замкнутый соленоид), питаемая переменным током. Решения прямых задач для источника в виде тороидальной катушки изучены в работах [Wait, 1995; Могилатов, Борисов, 2003]. Вопросы моделирования и возможность применения в каротаже зондов с тороидальными катушками для определения электрической анизотропии горных пород подробно рассмотрено в работах А.Д. Каринского [Каринский, 2003, 2005]. Им исследовано влияние буровой колонны и обсадной трубы на связи измеряемых величин с параметрами электрически анизотропной среды. Ряд зарубежных авторов исследовал применение тороидальных катушек в различных задачах каротажа в процессе бурения: для определения УЭС и электрической анизотропии вокруг бурового долота, определения глубины зоны проникновения и для решения задачи геонавигации [Arps, 1967; Redwine, 1968; Gianzero, Chemali, Su, 1986; Well logging apparatus ..., 1993; Gianzero, Bittar, 2007; Moore, 2009].

При разработке нового геофизического прибора с тороидальными катушками необходимо определить оптимальные параметры конфигурации и выполнить анализ результатов применения прибора путем масштабного компьютерного моделирования. Для успешной аппаратной разработки необходимо создание ее программно-алгоритмической базы, позволяющей учесть конструктивные особенности и реалистичные модели сред, и составляющей основу интерпретационно-методического обеспечения в будущем.

Диэлектрический каротаж

Диэлектрическая проницаемость горных пород в значительной мере определяется их коллекторскими свойствами, степенью насыщения флюидами и вещественным составом. Поэтому данные о диэлектрической проницаемости околоскважинного пространства играют важную роль в промысловой геофизике при выявлении нефтенасыщенных коллекторов и определении их продуктивности [Метод частотно-геометрической ..., 1969]. При исследовании пространственного распределения диэлектрической проницаемости используется диэлектрический каротаж. Первые отечественные разработки аппаратуры ДК относятся к 1960-м годам [Аксельрод, 1968]. В дальнейшем свое развитие получили индукционный [Кауфман, Антонов, 1971] и волновой [Даев, Денисов, 1970, 1971; Брылкин, Дубман, 1972, 1979; Даев, Денисов, Костин, 1977] ДК, использующие мега- и гигагерцевый диапазоны частот соответственно. Для индукционного ДК был разработан метод частотно-геометрической фокусировки, позволяющий ослабить искажающее влияние токов проводимости и увеличить чувствительность к ДП пластов [Метод частотно-геометрической ..., 1969]. Возможности ДК на сверхвысоких частотах для высокоомных сред исследовались в работах Д.С. Даева, С.Б. Денисова, И.М. Панича [Даев, 1974; Денисов, Макагонова, 1978, 1981; Панич, 1979; Денисов, 1981].

В компаниях Schlumberger, Halliburton и Baker Hughes GE применяется аппаратура ДК на частотах от десятков мегагерц до гигагерца. Интерпретация данных ДК состоит из двух последовательных шагов: определения комплексной ДП пласта в зависимости от частоты и петрофизической интерпретации [Cox, Warren, 1983; Advances in high ..., 1991; Dielectric dispersion ..., 2008]. Важным элементом обработки данных является проверка справедливости применения модели смешения, позволяющей прогнозировать электромагнитный отклик пласта в широком диапазоне частот. Основные петрофизические результаты интерпретации включают в себя пластовую

водонасыщенность и удельное электрическое сопротивление водной фазы. Информация о сопротивлении воды представляет особую важность для тех пластов, где соответствующие данные отсутствуют, а также, если имеющиеся значения сопротивления значительно меняются на небольших интервалах. В большинстве случаев электромагнитные свойства пласта изменяются в зависимости от частоты. Данный факт носит название дисперсии. Для того, чтобы связать дисперсионное поведение формации с ее петрофизическими свойствами, используются различные модели смешения, устанавливающие связь между свойствами указанных элементов породы и эффективными параметрами всей структуры пласта [Dielectric mixing ..., 2004; Formation properties ..., 2006]. Интерпретация данных ДК играет важную роль в оценке формации для нетрадиционных сред и для сред, не подчиняющихся закону Арчи [Toumelin, Torres-Verdín, Bona, 2005; Formation properties ..., 2006; Dielectric dispersion ..., 2008; A modern microwave ..., 2010]. В последнее время расширяются исследования механизмов зависимости диэлектрических свойств горных пород от электромагнитного поля по лабораторным и измерениям в скважинах, а также на основе математического моделирования [Garrouch, Alsafran, Garrouch, 2009; Toumelin, Torres-Verdín, 2009; Исследование диэлектрической ..., 2009; Новый аппаратный ..., 2010; Диэлектрическая релаксация ..., 2011; Аксельрод, 2012; Эпов, Савин, Миронов, 2012; Ельцов, Доровский, Гапеев, 2014; Kouchmeshky, Fanini, Nikitenko, 2016].

Разработка теоретической базы и всесторонний анализ результатов численного моделирования является необходимым элементом научного обоснования и оптимального проектирования конфигурации новой диэлектрической зондирующей системы в высоком частотном диапазоне, предназначенной для изучения электрофизических свойств залежей углеводородов, в первую очередь, высокоомных карбонатных пород и битуминозных сланцев.

Численно-аналитические методы решения прямых задач ЭМК

Несмотря на расширение модельной базы современного электромагнитного каротажа, вовлечение в интерпретацию двух- и трехмерных задач, решения прямых задач так называемыми численно-аналитическими методами, применяемыми для ключевых слоисто-однородных моделей, остаются важным инструментом при исследовании возможностей методов ЭМК, а также при создании средств оперативной инверсии данных. Особенностью этих решений является представление электромагнитного поля в виде квадратур, т. е. в виде интеграла и/или ряда по пространственным переменным или в зависимости от времени. Для получения решения к уравнениям Максвелла, описывающим электромагнитное поле заданного источника, применяется метод разделения переменных. Используются интегральные преобразования и разложение в ряд Фурье таким образом, чтобы получить дифференциальные уравнения одной переменной – той, от которой зависят электрофизические свойства среды. Радиально неоднородные модели используются для моделирования и инверсии данных в вертикальных скважинах, если предполагается, что влиянием вмещающей пласт среды можно пренебречь. Вертикально неоднородные модели используются в наклонно-горизонтальных скважинах, если предполагается, что можно пренебречь влиянием скважины и неоднородной прискважинной зоны. Методы решения прямых задач ЭМК, а также точные выражения для расчета электромагнитных сигналов ИК с дипольными источниками в слоисто-однородных средах, известны с 1950-х годов [Тихонов, Скугаревская, 1950; Никитина, 1960; Moran, Kunz, 1962; Кауфман, 1965; Дмитриев, 1968, 1971]. В дальнейшем методы решения совершенствуются и обобщаются [Бурсиан, 1972; Табаровский, 1975, 1982; Табаровский, Каганский, Эпов, 1976; Табаровский, Дашевский, 1982, Табаровский, Эпов, 1982; Марков, Чаплин, 1983; Могилатов, 1983; Светов, 1984; Светов, Губатенко, 1984; Anderson,

Safinya, Nabashy, 1986; Hardman, Shen, 1986; Могилатов, 1998; Борисов, Могилатов, 2002; Эпов, Морозова, Антонов, 2002].

Обратные задачи ЭМК

Как известно, обратная задача состоит в определении геоэлектрических параметров среды по измеренным сигналам ЭМК. Важной составляющей успешной инверсии данных является выбор корректной интерпретационной модели. Простейшим примером решения обратной задачи является определение кажущихся параметров с использованием модели однородной среды. В этом случае предполагается, что зависимость заданного сигнала от параметров однородной среды является взаимно-однозначной. Если среда, в которой измерены сигналы, является сложнопостроенной, влияние неоднородностей может приводить к сильному искажению кажущихся характеристик с потерей физического смысла или даже к невозможности найти соответствующий сигналу кажущийся параметр в рамках однородной среды. Один из подходов, позволяющий решить данную проблему, связан с определением кажущихся величин в рамках не однородной, а более сложной среды, в которой учтены сильно влияющие на сигнал объекты, например, проводящая скважина. Другой подход позволяет с помощью метода фокусировки ослабить влияние «мешающих» неоднородностей. Долгое время задачей ИК было прямое определение УЭС пласта без привлечения инверсии. Исключаемыми из сфокусированного сигнала участками среды являлись скважина, зона проникновения фильтрата бурового раствора в пласт и вмещающие породы. Параметры фокусирующих зондов изучались в работах Г.Н. Зверева, М.И. Плюснина, Н.Н. Зефирова, В.Е. Фоменко, Н.С. Оникиенко, С.М. Аксельрода, Ю.Н. Антонова, Б.И. Приворотского, Л.А. Табаровского, М.И. Эпова, Н.Н. Сохранова и других авторов [Зверев, 1965а, 1965б; Плюснин, 1968; Зефирова, Фоменко, Оникиенко, 1977; Аксельрод, 1981; Табаровский, Эпов, 1982; Антонов, Приворотский, 1983; Сохранов, Аксельрод, 1984].

Уже в 1960-е годы начинается применение вычислительных машин для интерпретации результатов геофизических исследований скважин [Зверев, Гамбургер, 1971; Сохранов, Аксельрод, 1984]. Постепенно усложняются задачи интерпретации. По измеренным диаграммам определяются УЭП и границы пластов, выделяются коллекторы и так далее. Особое внимание уделяется повышению достоверности определения параметров геоэлектрических разрезов [Чаадаев, Бриченко, Пантюхин, 1986; Кнеллер, Потапов, 1989а, 1989б, 1990, 1992; Методические рекомендации ..., 1990; Потапов, Кнеллер, 1990, 1997а, 1997б; Кнеллер, Гайфуллин, 1996; Мартышко, 1996; Многозондовые комплексы ..., 1997; Пути повышения ..., 1997; Предложения по повышению ... , 1997; Анализ методических ..., 1998; Поточечная экспресс-процедура ..., 1998, Вержбицкий, Девицин, Снежко, 1999; Основные результаты ..., 1999; Кнеллер, Потапов, Кнеллер, 1998; Некоторые вопросы ..., 2001]. С развитием мощностей вычислительной техники инверсионные процедуры строятся как целенаправленный подбор параметров геоэлектрической модели с помощью разнообразных оптимизационных методов. Проблема неединственности и неустойчивости решения обратных задач приводит к необходимости использования метода регуляризации [Тихонов, Арсенин, 1974]. В настоящее время опубликовано множество работ, посвященных методам инверсии ЭМК, в которых рассмотрены вопросы регуляризации и параметризации, необходимой модификации оптимизационных методов, снижения вычислительных затрат, выбора априорной модели, методики интерпретации и другие [Эпов, Ельцов, 1992; Яновская, Порохова, 2004; Haber, Ascher, Oldenburg, 2004; Жданов, 2007; Commer, Newman, 2008; Fast 2D inversion ..., 2009; Wang, 2011; Zhang, Yuan, Liu, 2012; Интерпретация геофизических ..., 2012; Нечаев, Эпов, 2013; Кошкина, 2013; New software ..., 2014; Сухорукова, Нечаев, Петров, 2015; Обработка, визуализация ..., 2016; Петров, Сухорукова, Нечаев, 2016; Нечаев, Глинских, 2017; Кабанихин, 2018; Software and mathematical ..., 2020].

Дальнейшее развитие компьютерных процедур инверсии данных ЭМК во многом зависит от оперативности численного моделирования измеряемых характеристик переменного электромагнитного поля в геологических средах сложного строения. Однако использование численных решений дву- и трехмерных задач электродинамики в полной постановке для целей быстрой инверсии до сих пор не всегда эффективно в силу их высокой ресурсоемкости, зачастую не контролируемой точности, а также сложности построения интерпретационной модели при наличии трехмерных неоднородностей и даже в двумерном случае, для пачки маломощных пластов с неоднородной прискважинной зоной.

Анализ разрешающей способности системы измерений

Возрастающая сложность приборов ЭМК, использование многочастотных, многозондовых и многокомпонентных измерений повышает значимость применения инструмента анализа разрешающей способности электромагнитных методов. Цель анализа чувствительности системы измерений к параметрам инверсионной модели состоит в оценке неопределенности в параметрах модели и в объективном выборе оптимальной конфигурации зондирующей системы для решения конкретной геолого-геофизической задачи.

Известны различные способы оценки разрешающей способности методов электрокаротажа. Первоначальные сведения о чувствительности измеренных сигналов к параметрам модели дают нормированные (логарифмические) производные [Эпов, Ельцов, 1992]. С помощью таких функций чувствительности устанавливаются области преобладающего влияния искомых объектов, а также интервалы значений зондирующего параметра, внутри которых данный объект не проявляется.

Важную информацию (в частности, о глубинности) несут в себе вертикальные и радиальные характеристики прибора. Для их построения используются геометрические факторы или относительные трансформации

сигналов [Кауфман, 1965; Плюснин, 1968; Thadani, Hall 1981; Jensen, Gartner, 1983; Meyer, 1997; Barber, 1998; Эпов, Глинских, 2005; Sensitivity study ..., 2008]. Например, анализируется распределение интегральных вкладов – чувствительностей измеряемых характеристик к параметрам среды – в линеаризованной постановке прямой задачи [Эпов, Глинских, Ульянов, 2001; Глинских, Эпов, 2005]. Другой способ использует совокупность сигналов и параметров модели, чтобы спроецировать область неопределенности в пространстве данных, обусловленную ошибками измерений и/или несоответствием синтетических и экспериментальных данных после инверсии, в область неопределенности в пространстве параметров. Такое отображение можно построить аналитически или использовать перебор по параметрам модели, определяя каждый раз разность между сигналами, соответствующими текущей и центральной модели [Глинских, Эпов, 2006б]. Аналитический метод основан на анализе информационной матрицы системы наблюдений. Существует два подхода к оцениванию погрешности определения параметров: статистический и детерминированный. В первом случае предполагается, что ошибки измерения являются случайными величинами с известной дисперсией, во втором – ошибки являются систематическими и описывают максимальное отклонение зашумленного сигнала от его истинного значения [Табаровский, Эпов, Сосунов, 1985; Tabarovsky, Rabinovich, 1998; Яновская, Порохова, 2004; Табаровский, Эпов, 2006].

Создание обоснованной процедуры оценки разрешающей способности измерений по отношению к интересующим интерпретатора параметрам модели среды является важной составной частью разработки интерпретационной базы современных приборов электромагнитного каротажа скважин.

Развитие методов интерпретации данных ЭМК

Важным и интересным направлением исследований является развитие и создание новых методов инверсии и комплексирования данных различных каротажных методов для извлечения дополнительных знаний об изучаемой геологической среде. Одна из задач, рассмотренная в работе, связана с инверсией данных прибора для каротажа скважин в процессе бурения методом переходных процессов. Основным преимуществом индукционного каротажа МПП являются измерение сигнала при выключенном источнике на широком временном интервале. Еще в конце 1960-х годов появились первые работы по исследованию возможностей индукционного каротажа методом переходных процессов. Авторов, в первую очередь, интересовали вопросы повышения глубинности исследований за счет измерения сигналов на поздних временах на сравнительно небольших расстояниях от источника поля. Наиболее известна работа А.А. Кауфмана и В.П. Соколова [Кауфман, Соколов, 1972], в которой рассмотрено поведение электромагнитного поля в базовых моделях сред: на оси скважины и в пластах ограниченной мощности. Есть более ранние статьи – [Плюснин, Вильге, 1969; Кауфман, 1969; Кауфман, Терентьев, 1971]. В дальнейшем в исследованиях российских и зарубежных авторов поднимались различные вопросы использования ИК МПП, такие как: моделирование нестационарного поля для исследования сигналов в сложных моделях сред [2.5-D Modeling in electromagnetic ..., 1996; Anderson, Chew, 1989; Онегова, Эпов, 2011], создание новых методов зондирования на основе сверхкоротких электромагнитных импульсов [Дворецкий, Ярмахов, 1998; Электромагнитное зондирование флюидонасыщенного ..., 2007], исследование возможностей метода, в том числе для задач геонавигации, и сравнительный анализ частотного и нестационарного зондирования [Comparison of resolution ..., 2010; Онегова, Эпов, 2011; Мосин, Могилатов, 2015, 2018; Ратушняк, Теплухин, 2017], подавление влияния бурильной трубы при обработке данных, полученных в процессе бурения и определение

параметров слоистой среды [A deep-resistivity ..., 2003; Besspalov, Rabinovich, Tabarovsky, 2006; Itskovich, 2018], применение метода в дефектоскопии [Сидоров, 1996; Эпов, Морозова, Антонов, 2002], мониторинг резервуаров [New borehole transient ..., 2012], а также быстрая инверсии данных, полученных в процессе бурения [Itskovich, Nikitenko, 2017; Itskovich, Lee, Nikitenko, 2018]. В последних двух работах предложено использовать палеточный подход для обеспечения необходимой скорости инверсии при определении УЭС пластов и расстояний до ближайших границ пластов, а также строить образ среды на основе преобразований сигналов в кажущееся УЭС. Известны исследования, посвященные определению относительных углов наклона и азимута пластов по данным ИК МПП. Соответствующий метод базируется на возможности диагонализации матрицы компонент поля на поздних временах, где справедливы степенные асимптотики сигналов [Banning, Nagivara, Ostermeier, 2009].

Важным вопросом при использовании прибора ИК МПП в процессе бурения является сжатие данных для передачи по пульсатору гидроканала. Обычно кривая становления записывается на тысячах времен с арифметическим шагом, и такая детальность регистрации является избыточной. Важно установить, сколько параметров и какие параметры необходимы для описания конкретной кривой ЭДС, и передавать на поверхность для интерпретации данных именно значимые параметры с последующей «распаковкой» для использования в инверсионной процедуре. Известно множество способов сжатия каротажных данных. Часть из них состоит в аппроксимации сигналов базисными функциями [NMR echo ..., 2010; Hsu, Pop, 2010], применении Вейвлет-преобразования и нейронных сетей [Compression of Downhole ..., 1999; Guan, Du, 2004; Булаев, Мунасыпов, 2008]. Используются также оконное преобразование Фурье и дискретное косинус-преобразование [Li, Lowell, Fredette, 2002]. Разработаны методы сжатия данных, основанные на дифференциальной импульсной модуляции, в том числе для передачи данных во время бурения [Kisra, Valero, 2006; DPCM

compression ..., 2010]. Однако некоторые из этих подходов обладают относительно высокой ресурсоемкостью вычислений. В настоящей работе предложены простые и быстрые способы решения указанной задачи, применимые к различным трансформациям сигнала, основанные на сплайн-аппроксимации сигнала и использовании ортогонального базиса в пространстве измерений для описания каждого сигнала линейной комбинацией векторов из этого базиса.

Отдельной темой в разработке новых методов интерпретации данных современных электромагнитных каротажных зондирований можно выделить комплексирование данных различных каротажных методов для получения новой информации о геологической среде и повышения точности определения параметров модели, описывающих среду. Этому вопросу посвящена заключительная часть 4-й главы, в которой предложен способ определения УЭС и коэффициента анизотропии в прискважинной зоне и уточнения коэффициента глинистости на основе совместной интерпретации данных многочастотных, многозондовых и многокомпонентных измерений (приборы HDIL и 3DeX компании Baker Hughes GE), электрического имиджера и гамма-каротажа. Разработка прибора высокоразрешающего индукционного каротажа HDIL началась в 1980-е годы [Meyer, 1987; A new, fully digital ..., 1996]. В последующем была предложена методика последовательной обработки измерений для определения УЭС на различных расстояниях от скважины (10, 20, 30, 60, 90 и 120 дюймов) [A petrophysics-based ..., 1998; Tabarovsky, Rabinovich, 1998; The reduction of near ..., 2003]. Обработка включала скин-эффект коррекцию для получения сигналов зондов разной длины на «нулевой» частоте, коррекцию за влияние скважины, фокусировку (true resolution focusing) и согласование вертикального разрешения (vertical resolution matching) для получения сигналов с определенной глубиной исследования и вертикальным разрешением. Также исследуется поведение сигналов в сильноконтрастных моделях и наклонных скважинах, рассматривается влияние анизотропии и выполняется модификация обработки сигналов в таких

условиях [Xiao, Geldmacher, 1999; Xiao, Geldmacher, Rabinovich, 2000; Interpretation of induction ..., 2000]. Прибор многокомпонентных измерений 3DeX создавался в 1990-е годы [A new multicomponent ..., 2000a]. Основные решаемые с помощью прибора задачи – это определение анизотропии и углов наклона пласта относительно траектории скважины. Для определения последних используется многочастотная фокусировка [A new multicomponent ..., 2000б; Processing multi-component ..., 2005], аналог которой для измерений во временной области прибором ИК МПП разработан в настоящей работе. Для обеспечения быстрой и устойчивой инверсии данных 3DeX с целью определения коэффициента электрической анизотропии пластов, предложено применять последовательную инверсию данных прибора высокоразрешающего индукционного каротажа HDIL и прибора 3DeX [Rabinovich, Tabarovsky, 2001; Tabarovsky, Rabinovich, 2003]. На первом шаге определяется горизонтальное УЭС пласта, служащее входной информацией для второго шага, где восстанавливается только вертикальное УЭС. Однако оказывается, что, комбинируя данные двух указанных методов ИК с привлечением результатов измерений электрического имиджера и гамма-каротажа, возможно детально восстанавливать горизонтальное и вертикальное УЭС также и в зоне проникновения. Эти электрофизические параметры востребованы при петрофизической интерпретации с использованием данных гамма-гамма плотностного и ядерно-магнитного каротажа, поскольку вычислены на глубинах, близких к радиусу исследования упомянутых приборов. Эмпирические зависимости для оценки насыщения коллекторов по данным методов электрометрии скважин и коэффициенту пористости основаны на широко используемом уравнении Дахнова-Арчи [Дахнов, 1941; Archie, 1942; Добрынин, Вендельштейн, Кожевников, 2004] и его модификаций, приведенных, например, в работе Г.В. Нестеровой [Нестерова, 2008]. Кроме того, корректное радиальное распределение УЭС в зоне проникновения необходимо для повышения точности оценки коэффициента проницаемости при интерпретации повторных измерений электромагнитного

каротажа. Метод определения проницаемости основан на установленной связи между объемом фильтрата бурового раствора и проницаемостью пласта [Ельцов, Эпов, Кашеваров, 2004; Ельцов, Нестерова, Кашеваров, 2011].

Анализ существующих решений проблемы подтверждает, что с учетом достижений в теоретическом, аппаратном и методическом обеспечении электромагнитного каротажа для решения современных задач промысловой геофизики необходимо создание новых методов исследования нефтегазовых скважин, развитие средств моделирования и инверсии данных, а также разработка высокопроизводительного программно-алгоритмического обеспечения электромагнитного каротажа. В диссертации предложены и научно обоснованы новые методы, установлены возможности существующих каротажных комплексов для изучения анизотропных и дисперсионных свойств сложнопостроенных коллекторов с использованием комплекса программ оперативного численного моделирования, инверсии и анализа разрешающей способности электромагнитных и электрических методов исследования скважин. Развита интерпретационная база прибора каротажа в процессе бурения МПП, предложен способ комплексирования данных различных каротажных методов для определения УЭС и его анизотропии в прискважинной зоне и уточнения петрофизических параметров.

Глава 2. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО КАРОТАЖА НА ОСНОВЕ ЧИСЛЕННО-АНАЛИТИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПРЯМЫХ ЗАДАЧ

Важной проблемой промышленной геофизики является создание новых современных методов исследования околоскважинного пространства, обладающих высоким пространственным разрешением и применяемых для решения широкого круга геолого-геофизических задач. Использование новых систем «возбуждения-наблюдения» электромагнитного поля является перспективным направлением исследований и предполагает развитие математического аппарата моделирования и инверсии электромагнитных откликов в различных моделях геологической среды.

2.1. Описание базовых геоэлектрических моделей геологической среды

Выбор базовых геоэлектрических моделей среды обусловлен необходимостью создания программно-алгоритмического обеспечения для оперативного моделирования и интерпретации данных электромагнитного индукционного каротажа. Оперативность моделирования основывается на аналитических представлениях решений прямых задач для базовых геоэлектрических моделей и применением необходимых форм представления решения, схем интегрирования, суммирования при численной реализации алгоритмов. Базовые алгоритмы позволяют исследовать сигналы, их чувствительность к параметрам модели и разрешающую способность с целью обоснования применения электромагнитных каротажных методов к решению задач восстановления структуры околоскважинного пространства, а также создавать процедуры обработки и инверсии данных в реальном времени как для новых методов исследования скважин, так и для известных и широко используемых технологий.

Основными интерпретационными моделями являются радиально и вертикально неоднородная геологическая среда (Рисунок 2.1), иначе – слоисто-однородная. Радиальная (или цилиндрически-слоистая) модель может быть одномерной (1D), если прибор находится на оси скважины или полуторамерной (1.5D), если прибор смещен с оси скважины. В вертикально неоднородной (или горизонтально-слоистой) среде прибор расположен под углом относительно вертикали (или границ пластов). Радиально неоднородные модели используются для инверсии данных в вертикальных скважинах, если предполагается, что влиянием вмещающей пласт среды можно пренебречь. Вертикально неоднородные модели используются в наклонно-горизонтальных скважинах, если предполагается, что можно пренебречь влиянием скважины и неоднородной прискважинной зоны.

Каждый слой в модели характеризуется тензором УЭП $\hat{\gamma} = \begin{bmatrix} \gamma_h & 0 & 0 \\ 0 & \gamma_h & 0 \\ 0 & 0 & \gamma_v \end{bmatrix}$ и

магнитной проницаемостью μ .

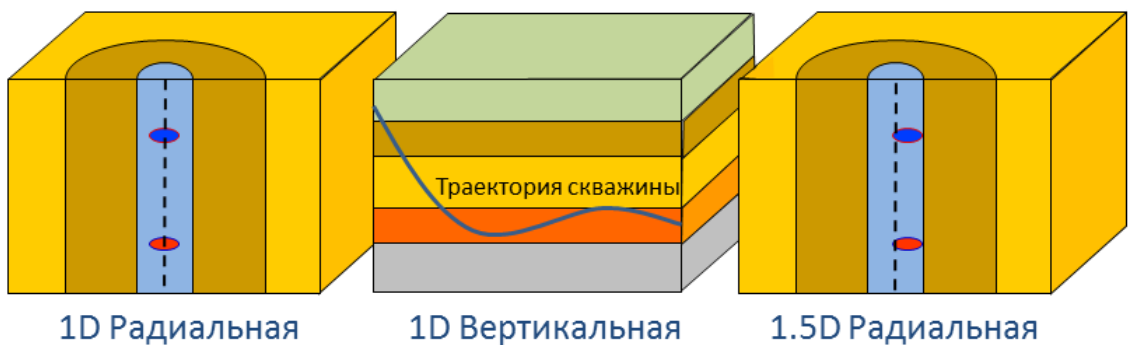


Рисунок 2.1 – Базовые модели среды

Комплексная УЭП для частотных зондирований определяется выражением $\gamma = \sigma - i\omega\varepsilon$, где σ – УЭП, ε – ДП, ω – частота тока в источнике электромагнитного поля. Для характеристики диэлектрических и магнитных свойств используются относительные величины ε^* (ОДП) и μ^* (относительная магнитная проницаемость – ОМП), связанные с ε и μ следующим образом:

$\varepsilon = \varepsilon^* \cdot \varepsilon_0$, $\mu = \mu^* \cdot \mu_0$, где ε_0 , μ_0 – диэлектрическая и магнитная проницаемость вакуума. Коэффициент электрической анизотропии λ определяется отношением $\lambda = \sqrt{\frac{\gamma_h}{\gamma_v}} = \sqrt{\frac{\rho_v}{\rho_h}}$, где $\rho = \frac{1}{\gamma}$ – УЭС.

В зависимости от используемой системы измерений электромагнитного поля и от решаемой задачи, меняется и параметризация модели. На низких частотах, как правило, не учитывается диэлектрическая проницаемость, которая входит в комплексную УЭП. Для немагнитных сред магнитная проницаемость полагается равной магнитной проницаемости вакуума. В изотропных пластах, где нет тонкого переслаивания, горизонтальная γ_h и вертикальная УЭП γ_v совпадают.

2.2. Методы решения прямых задач электромагнитного каротажа в слоисто-однородных моделях сред

Методы решения прямых задач основаны на методе разделения переменных, позволяющем записать решение в аналитическом виде и допускающим простую численную реализацию. Исходными являются уравнения Максвелла, которые дополняются условиями на границах цилиндрических или горизонтальных слоев с разными электрофизическими свойствами, где касательные к границам компоненты электромагнитного поля являются непрерывными. Электромагнитное поле представляется в виде суммы нормального (первичного) и аномального поля. В частотной области к уравнениям Максвелла применяется интегральное преобразование, разложение в ряд, после чего они приводятся к дифференциальным уравнениям для образов каких-либо компонент аномального электромагнитного поля с нулевой правой частью. Остальные компоненты поля выражаются через них в явном виде. Уравнения имеют решение в виде линейной комбинации основных или специальных функций с неизвестными коэффициентами. Для определения коэффициентов используются граничные

условия, а также условия в нуле и на бесконечности. В граничные условия входит выражение для первичного поля, которое определяется в явном виде для заданного распределения стороннего тока (источника электромагнитного поля). Для перехода во временную область используется преобразование Фурье электромагнитного поля по частотной переменной с учетом формы импульса тока.

Для новых методов исследования скважин с помощью тороидального источника и высоких частот в разделах 2.3 и 2.4 приведены аналитические решения прямых задач, реализующие указанную схему определения электромагнитного поля. В разделе 2.4 также содержится подробное описание численной реализации алгоритма. Описание программ для моделирования данных находится в разделах 2.5.1 и 2.5.2. В разделах 2.5.3 и 2.5.4 также содержится информация о разработанных программах для моделирования данных современных практически используемых методов электромагнитного каротажа ИК, ВЭМКЗ и ВИКПБ, основанных на известных решениях и готовых вычислительных ядрах. В разделе 2.5.5 приведено описание программ для моделирования данных прибора каротажа в процессе бурения методом переходных процессов; помимо этого, в разделе 4.2 содержится информация о способе вычисления электромагнитных сигналов во временной области.

2.3. Новый зонд электромагнитного каротажа с тороидальными катушками для изучения анизотропных свойств тонкослоистых пластов-коллекторов

В последнее десятилетие существенно расширился круг задач промышленной геофизики, что обусловлено, главным образом, вовлечением в разработку глубокопогруженных залежей углеводородов сложного геологического строения. Требуется применение новых эффективных способов их изучения, создание новых методов геофизических исследований

в нефтегазовых скважинах. При разработке геофизических приборов необходимо определить их конструктивные параметры и проанализировать результаты их применения в реалистичных моделях сред путем масштабного математического моделирования. Для успешной реализации новых методов необходимо создание программно-алгоритмической базы, позволяющей исследовать сигналы и составляющей основу интерпретационно-методического обеспечения.

Данный раздел посвящен разработке алгоритмов и компьютерных программ быстрого численного моделирования электромагнитных полей применительно к обоснованию конфигурации нового электромагнитного зонда с тороидальными катушками для высокоразрешающего каротажа скважин.

Одной из основных электрофизических характеристик, по которой определяется флюидонасыщение пласта, является УЭП. На определение пространственного распределения УЭП вокруг скважины ориентированы методы электрического и электромагнитного каротажа. При этом огромное внимание уделяется изучению анизотропии, которая сильно проявляется в осадочных горных породах. Обычно используется одноосная анизотропия УЭП. В этом случае среда описывается двумя параметрами: УЭП вдоль и поперек напластования, т. е. различают горизонтальную и вертикальную УЭП. Традиционные методы электрокаротажа не зависят от вертикальной УЭП. Для изучения электрической анизотропии используют многокомпонентные измерения [Anderson, Barber, Lüling, 1995; Hagiwara, 1996; Graciet, Shen, 1997; Tabarovsky, Rabinovich, 1998; Advanced inversion ..., 2000; A new multicomponent ..., 2000a, 2000b; Impact of multicomponent ..., 2001; Understanding multicomponent ..., 2001; Enhanced evaluation ..., 2001; Simultaneous determination ..., 2001; Principles of tensor ..., 2001; Wang, Yu, Fanini, 2003; Effect of fractures ..., 2004; Determination of relative ..., 2004; Zhdanov, Tartaras, Gribenko, 2004; Effects of mandrel ..., 2005; Tabarovsky, Rabinovich, 2005; Wang, 2006; Sensitivity study ..., 2008; Evaluation of resistivity

..., 2010], характеризующиеся сложной аппаратной реализацией и обладающие рядом недостатков при использовании их в обработке. Для нового прибора предлагается следующая система возбуждения-наблюдения [Эпов, Глинских, Никитенко, 2014; Электромагнитный зонд для ..., 2016; Устройство для регистрации ..., 2016; Математическое и физическое ..., 2017; Electromagnetic tool ..., 2017; Theoretical basis ..., 2018; Эпов, Никитенко, Глинских, 2018; Новый электромагнитный ..., 2018]: многокатушечный зонд на металлическом корпусе с тороидальными генераторными и приемными катушками, а также датчиками тока (Рисунок 2.2). Используются две генераторные катушки, которые питаются гармонически изменяющимся во времени током. Тороидальная катушка на металлическом корпусе возбуждает ток, протекающий вдоль корпуса. Все измеряемые компоненты электромагнитного поля зависят от вертикальной и горизонтальной УЭП пласта.

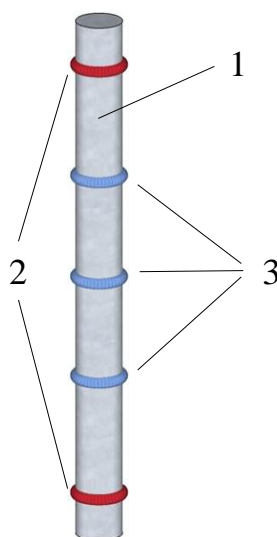


Рисунок 2.2 – Зондовая система: 1 – металлический корпус, 2 – генераторные катушки, 3 – приемные катушки

Данная система позволяет реализовать два режима возбуждения-наблюдения. Первый, суммарный: токи в генераторных катушках равны и имеют один знак, и второй, дифференциальный: токи в генераторных катушках противоположны по знаку. При этом проводятся измерения

абсолютных и/или относительных характеристик электромагнитного поля с последующим определением тензора УЭП. Зондовая система включает две генераторные катушки и набор приемных, число которых ограничивается размером зонда. Используются несколько рабочих частот, позволяющих существенно увеличить число независимых измерений.

В суммарном режиме, измеряя абсолютные и относительные характеристики электромагнитного поля, можно определить компоненты УЭП. В дифференциальном режиме диаграммы позволяют детально расчленять разрез по вертикали, выделяя границы пластов и зоны трещиноватости. При этом радиальная глубинность обеспечивается, во-первых, измерением электромагнитных откликов слабо зависящих от корпуса прибора и бурового раствора, во-вторых, совместной инверсией полного набора данных измерений.

Предлагаемый каротажный зонд обладает существенными преимуществами:

- высокий уровень измеряемого сигнала за счет значительной плотности тока на корпусе;
- высокое вертикальное и радиальное разрешение;
- детальное расчленение разреза;
- определение горизонтальной УЭП и коэффициента электрической анизотропии;
- выделение интервалов зон трещиноватости;
- компактная зондовая система.

Далее рассмотрены решения задачи для вычисления сигналов нового зонда с тороидальными катушками в различных моделях геологической среды и приведены результаты численного моделирования, которые обеспечили полномасштабный анализ измеряемых сигналов для выявления оптимальной конфигурации электромагнитного зонда.

2.3.1. Решение прямой задачи в радиально неоднородной среде

Для обоснования параметров зонда с тороидальными катушками выбрана модель однородного по вертикали пласта (Рисунок 2.3). В этом случае модель среды является одномерной цилиндрически-слоистой. Внутренний цилиндр (первый слой) имитирует металлический корпус прибора, второй слой – скважина, внешний слой – пласт. Между скважиной и пластом может находиться зона проникновения фильтрата бурового раствора в пласт. Она может быть неоднородной и описывается одним или несколькими цилиндрическими слоями. Предполагается, что мощность пласта гораздо больше длины зонда и толщины скин-слоя. В этом случае влиянием вмещающей пласт среды, а также конечными размерами корпуса прибора по вертикали можно пренебречь. Такое упрощение позволит достаточно легко оценить реальные уровни измеряемых сигналов, установить их основные зависимости от параметров пласта и скважины, а в последующем – оценить их чувствительность к параметрам модели, в том числе – к влиянию корпуса прибора. При решении задачи используется цилиндрическая система координат $\{r, \varphi, z\}$, ось z которой совпадает с осью скважины и направлена вниз. Поскольку электромагнитное поле возбуждается на низких частотах, диэлектрическая проницаемость среды не учитывается.

Пусть ток в источнике изменяется по гармоническому закону: $I(t) = I_0 e^{-i\omega t}$. Здесь ω – круговая частота (1/с), t – время (с). Частота f (Гц) связана с круговой частотой соотношением: $\omega = 2\pi f$. Источник поля в виде тороидальной катушки вдали от нее формально описывается круговым магнитным током [Светов, 1984].

В решении задачи об электромагнитном поле тороидальной катушки используется метод, основанный на представлении поля произвольного гармонического источника в виде суммы нормального и аномального полей, а также преобразовании Фурье электромагнитного поля по вертикальной координате z [Кауфман, 1965; Табаровский, 1975].

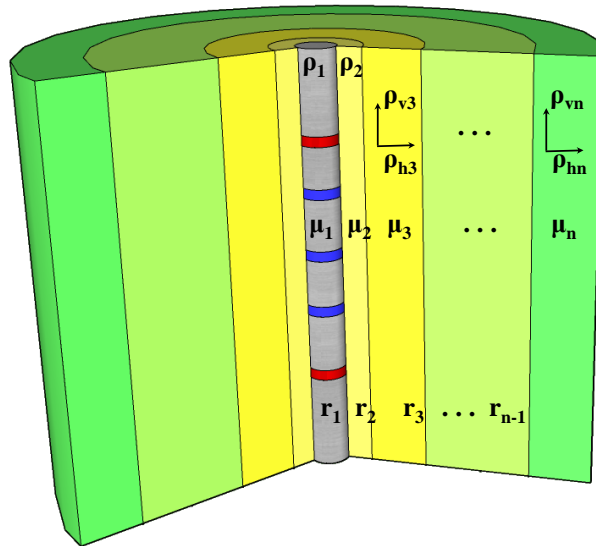


Рисунок 2.3 – Цилиндрически-слоистая анизотропная проводящая среда. ρ_1 – УЭС корпуса, ρ_2 – УЭС скважины, ρ_{hj} , ρ_{vj} – горизонтальное и вертикальное УЭС j -го цилиндрического слоя, μ_j – магнитная проницаемость j -го слоя. j -й слой заключается между двумя цилиндрическими границами $r = r_{j-1}$ и $r = r_j$, $j = 2, \dots, n$. Внутренний цилиндр заключен между границами $r = 0$ и $r = r_1$. Внешняя граница пласта отнесена на бесконечность

Пусть источник электромагнитного поля расположен в слое с номером l . Поля в l -том слое представляются в виде суммы двух слагаемых:

$$\vec{E} = \vec{E}_l + \vec{E}_0, \vec{H} = \vec{H}_l + \vec{H}_0. \quad (2.1)$$

Здесь \vec{E}_0, \vec{H}_0 – электрическое и магнитное поля стороннего источника в однородной изотропной среде с параметрами l -го слоя (первичные поля); \vec{E}_l, \vec{H}_l – аномальные поля. Векторы $\vec{E}_0, \vec{H}_0, \vec{E}_l, \vec{H}_l$, а также полные поля в j -м слое \vec{E}_j, \vec{H}_j подчиняются уравнениям Максвелла:

$$\begin{cases} \text{rot } \vec{H}_0 = \hat{\sigma}_l \vec{E}_0 \\ \text{rot } \vec{E}_0 = i\omega\mu_l \vec{H}_0 - \vec{j}^\mu \end{cases}, \quad (2.2)$$

$$\begin{cases} \text{rot } \vec{H}_j = \hat{\sigma}_j \vec{E}_j \\ \text{rot } \vec{E}_j = i\omega\mu_j \vec{H}_j \end{cases}. \quad (2.3)$$

Здесь \vec{j}^μ – плотность магнитного тока,

$$\hat{\sigma}_j = \begin{bmatrix} \sigma_{hj} & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_{hj} & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_{vj} \end{bmatrix} \text{ – тензор проводимости.}$$

$$\rho_{hj} = \frac{1}{\sigma_{hj}}, \quad \rho_{vj} = \frac{1}{\sigma_{vj}}.$$

σ_{hj}, σ_{vj} – горизонтальная и вертикальная УЭП j -го цилиндрического слоя,

$$\lambda_j^2 = \frac{\sigma_{hj}}{\sigma_{vj}} = \frac{\rho_{vj}}{\rho_{hj}} \text{ – коэффициент электрической анизотропии } j\text{-го слоя.}$$

На границах сред $r = r_j, j = 1, n-1$ касательные компоненты полей непрерывны, что можно записать в следующем виде:

$$\begin{cases} E_{tj}(r_j) + \delta_{jl} \cdot E_{t0}(r_l) = E_{tj+1}(r_j) + \delta_{j+1,l} \cdot E_{t0}(r_l) \\ H_{tj}(r_j) + \delta_{jl} \cdot H_{t0}(r_l) = H_{tj+1}(r_j) + \delta_{j+1,l} \cdot H_{t0}(r_l) \end{cases} \quad (2.4)$$

Индексом « t » обозначена тангенциальная φ - или вертикальная z -компонента электромагнитного поля; $\delta_{jl} = \begin{cases} 1, & j = l \\ 0, & j \neq l \end{cases}$.

Согласно уравнениям (2.2) – (2.4), определение полного электромагнитного поля распадается на две независимые задачи:

1. Определение первичного поля, подчиняющегося уравнениям (2.2).
2. Определение полей $\vec{E}_j, \vec{H}_j, j = 1, n$, связанных однородными уравнениями (2.3) и неоднородными граничными условиями (2.4).

Сначала рассматривается решение первой задачи. Уравнения (2.2) расписываются покомпонентно и, с учетом того, что круговой магнитный ток имеет только тангенциальную компоненту: $\vec{j}^\mu = \{0, j_\varphi^\mu, 0\}$, из уравнений получается следующая система для определения электромагнитного поля:

$$\left\{ \begin{array}{l} -\frac{\partial H_{\varphi 0}}{\partial z} = \sigma_{hl} E_{r0} \\ \frac{1}{r} H_{\varphi 0} + \frac{\partial H_{\varphi 0}}{\partial r} = \sigma_{vl} E_{z0} \\ \frac{\partial E_{r0}}{\partial z} - \frac{\partial E_{z0}}{\partial r} = i\omega\mu_l H_{\varphi 0} - j_{\varphi}^{\mu} \end{array} \right. . \quad (2.5)$$

Выражение для плотности стороннего магнитного тока:

$$j_{\varphi}^{\mu} = -i\omega\mu_l M_{\varphi} \delta(z - z_0) \delta(r - r_0), \quad (2.6)$$

где $\{r_0, z_0\}$ – координаты источника,

$\{r, z\}$ – точка наблюдения,

M_{φ} – магнитный момент,

δ – дельта-функция Дирака.

Таким образом, при возбуждении поля круговым магнитным током ненулевыми являются только компоненты E_r , E_z , и H_{φ} . Ввиду осевой симметрии источника электромагнитное поле не зависит от координаты φ .

Определим Фурье-образы компонент поля по координате z следующими соотношениями:

$$\left\{ \begin{array}{l} A^*(r, \varphi, m) = \int_{-\infty}^{\infty} A(r, \varphi, z) e^{-imz} dz \\ A(r, \varphi, z) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{\infty} A^*(r, \varphi, m) e^{imz} dm \end{array} \right. . \quad (2.7)$$

С помощью преобразования Фурье из уравнений (2.5) получается система:

$$\left\{ \begin{array}{l} -im H_{\varphi 0}^* = \sigma_{hl} E_{r0}^* \\ \frac{1}{r} H_{\varphi 0}^* + \frac{\partial H_{\varphi 0}^*}{\partial r} = \sigma_{vl} E_{z0}^* \\ im E_{r0}^* - \frac{\partial E_{z0}^*}{\partial r} = i\omega\mu_l H_{\varphi 0}^* - j_{\varphi}^{\mu*} \end{array} \right. . \quad (2.8)$$

Из системы (2.8) получается уравнение для Фурье-образа вертикальной компоненты электрического поля:

$$\frac{\partial^2 E_{z0}^*}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial E_{z0}^*}{\partial r} - \frac{p_l^2}{\lambda_l^2} E_{z0}^* = \frac{\partial j_\varphi^{\mu*}}{\partial r} + \frac{1}{r} j_\varphi^{\mu*}. \quad (2.9)$$

Здесь $p_j^2 = m^2 + k_j^2$, $k_j^2 = -i\omega\mu_j\sigma_{hj}$.

Также из уравнений (2.8) получается, что компоненты E_{r0}^* , $H_{\varphi0}^*$ выражаются

через производную $\frac{\partial E_{z0}^*}{\partial r}$ следующим образом:

$$\begin{cases} E_{r0}^* = -\frac{im}{p_l^2} \frac{\partial E_{z0}^*}{\partial r} \\ H_{\varphi0}^* = \frac{\sigma_{hl}}{p_l^2} \frac{\partial E_{z0}^*}{\partial r} \end{cases}. \quad (2.10)$$

Чтобы привести дифференциальное уравнение (2.9) к алгебраическому виду, используется преобразование Ханкеля [Корн, Корн, 1984]:

$$\begin{cases} A^+(\lambda, m) = \int_0^\infty A^*(r, m) J_0(\lambda r) r dr \\ A^*(r, m) = \int_0^\infty A^+(\lambda, m) J_0(\lambda r) \lambda d\lambda \end{cases}. \quad (2.11)$$

Здесь и далее верхний индекс «+» означает Ханкель-образ.

J_0 – функция Бесселя нулевого порядка. С использованием свойств преобразования Ханкеля [Корн, Корн, 1984] и выражения для стороннего тока (2.6), из уравнения (2.9) определяется представление для Ханкель-образа электрического поля:

$$E_{z0}^+ = M_\varphi i\omega\mu_l r_0 \frac{\lambda e^{-imz_0}}{\lambda^2 + \bar{p}_l^2} J_1(\lambda r_0), \quad \bar{p}_j = \frac{p_j}{\lambda_j}, \quad \text{откуда с помощью обратного}$$

преобразования Ханкеля, с использованием табличных интегралов [Градштейн, Рыжик, 1962], выводится:

$$E_{z0}^* = -M_\varphi i\omega\mu_l r_0 e^{-imz_0} \begin{cases} p_l I_1(\bar{p}_l r_0) K_0(\bar{p}_l r), & r_0 < r \\ -p_l I_0(\bar{p}_l r) K_1(\bar{p}_l r_0), & r_0 > r \end{cases}. \quad (2.12)$$

Здесь I_0, I_1, K_0, K_1 – модифицированные функции Бесселя первого и второго рода нулевого и первого порядков.

С помощью выражений (2.10) из формулы (2.12) получаются выражения для тангенциальной компоненты магнитного поля и радиальной компоненты электрического поля:

$$H_{\varphi 0}^* = M_{\varphi} i\omega\mu_l r_0 \sigma_{vl} e^{-imz_0} \begin{cases} I_1(\bar{p}_l r_0) K_1(\bar{p}_l r), & r_0 < r \\ I_1(\bar{p}_l r) K_1(\bar{p}_l r_0), & r_0 > r \end{cases} \quad (2.13)$$

$$E_{r0}^* = -M_{\varphi} i\omega\mu_l r_0 e^{-imz_0} im \begin{cases} I_1(\bar{p}_l r_0) K_1(\bar{p}_l r), & r_0 < r \\ I_1(\bar{p}_l r) K_1(\bar{p}_l r_0), & r_0 > r \end{cases} \quad (2.14)$$

Формулы (2.13) и (2.14) понадобятся для решения второй задачи.

Обратное преобразование Фурье выражений (2.12) – (2.14) дает следующие формулы для определения первичных полей:

$$E_{z0} = \frac{M_{\varphi} i\omega\mu_l r_0}{\pi} \int_0^{\infty} \begin{cases} -\bar{p}_l I_1(\bar{p}_l r_0) K_0(\bar{p}_l r), & r_0 < r \\ \bar{p}_l I_0(\bar{p}_l r) K_1(\bar{p}_l r_0), & r_0 > r \end{cases} \cos m(z - z_0) dm. \quad (2.15)$$

$$H_{\varphi 0} = \frac{M_{\varphi} i\omega\mu_l r_0 \sigma_{vl}}{\pi} \int_0^{\infty} \begin{cases} I_1(\bar{p}_l r_0) K_1(\bar{p}_l r), & r_0 < r \\ I_1(\bar{p}_l r) K_1(\bar{p}_l r_0), & r_0 > r \end{cases} \cos m(z - z_0) dm. \quad (2.16)$$

$$E_{r0} = -\frac{M_{\varphi} i\omega\mu_l r_0}{\pi} \int_0^{\infty} \begin{cases} im I_1(\bar{p}_l r_0) K_1(\bar{p}_l r), & r_0 < r \\ im I_1(\bar{p}_l r) K_1(\bar{p}_l r_0), & r_0 > r \end{cases} \sin m(z - z_0) dm. \quad (2.17)$$

Далее рассматривается вторая задача. Аналогично первой получается следующее уравнение для определения Фурье образа вертикальной компоненты электрического поля:

$$\frac{\partial^2 E_{zj}^*}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial E_{zj}^*}{\partial r} - \frac{p_j^2}{\lambda_j^2} E_{zj}^* = 0. \quad (2.18)$$

Компоненты $E_{rj}^*, H_{\varphi j}^*$ выражаются через производную $\frac{\partial E_{zj}^*}{\partial r}$ с помощью формул:

$$\begin{cases} E_{rj}^* = -\frac{im}{p_j^2} \frac{\partial E_{zj}^*}{\partial r} \\ H_{\varphi j}^* = \frac{\sigma_{hj}}{p_j^2} \frac{\partial E_{zj}^*}{\partial r} \end{cases} \quad (2.19)$$

Общее решение уравнения (2.18) имеет вид:

$$E_{zj}^* = C_j I_0(\bar{p}_j r) + D_j K_0(\bar{p}_j r). \quad (2.20)$$

Здесь C_j, D_j – неизвестные коэффициенты.

С учетом конечности поля в нуле и убывания его на бесконечности:

$$\begin{cases} E_{z1}^* = C_1 I_0(\bar{p}_1 r) \\ E_{zn}^* = D_n K_0(\bar{p}_n r) \end{cases}. \quad (2.21)$$

С использованием непрерывности компонент E_z, H_φ на границе (Уравнение (2.4)), а также зависимости (2.13), (2.14), (2.19) и (2.21) получается система линейных уравнений для определения коэффициентов C_j и D_j :

$$\hat{G} \cdot \vec{x} = \vec{y}. \quad (2.22)$$

Матрица системы \hat{G} , вектор неизвестных коэффициентов \vec{x} и правая часть системы \vec{y} записываются в виде:

$$\hat{G} = \begin{bmatrix} I_0(\bar{p}_1 r_1) & -I_0(\bar{p}_2 r_1) & -K_0(\bar{p}_2 r_1) & 0 & \dots & 0 \\ \frac{\sigma_{v1}}{\bar{p}_1} I_1(\bar{p}_1 r_1) & -\frac{\sigma_{v2}}{\bar{p}_2} I_1(\bar{p}_2 r_1) & \frac{\sigma_{v2}}{\bar{p}_2} K_1(\bar{p}_2 r_1) & 0 & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & I_0(\bar{p}_k r_k) & K_0(\bar{p}_k r_k) & -I_0(\bar{p}_{k+1} r_k) & -K_0(\bar{p}_{k+1} r_k) & 0 \\ 0 & \frac{\sigma_{vk}}{\bar{p}_k} I_1(\bar{p}_k r_k) & -\frac{\sigma_{vk}}{\bar{p}_k} K_1(\bar{p}_k r_k) & -\frac{\sigma_{vk+1}}{\bar{p}_{k+1}} I_1(\bar{p}_{k+1} r_k) & \frac{\sigma_{vk+1}}{\bar{p}_{k+1}} K_1(\bar{p}_{k+1} r_k) & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & \dots & 0 & I_0(\bar{p}_{n-1} r_{n-1}) & K_0(\bar{p}_{n-1} r_{n-1}) & -K_0(\bar{p}_n r_{n-1}) \\ 0 & \dots & 0 & \frac{\sigma_{vn-1}}{\bar{p}_{n-1}} I_1(\bar{p}_{n-1} r_{n-1}) & -\frac{\sigma_{vn-1}}{\bar{p}_{n-1}} K_1(\bar{p}_{n-1} r_{n-1}) & \frac{\sigma_{vn}}{\bar{p}_n} K_1(\bar{p}_n r_{n-1}) \end{bmatrix}. \quad (2.23)$$

2k-2 2k-1
2k

$$\vec{x} = \begin{bmatrix} C_1 \\ C_2 \\ D_2 \\ \dots \\ \dots \\ \dots \\ C_{n-1} \\ D_{n-1} \\ D_n \end{bmatrix}, \quad \vec{y} = A \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ \dots \\ 0 \\ \bar{p}_l I_0(\bar{p}_l r_{l-1}) K_1(\bar{p}_l r_0) \\ \sigma_{vl} I_1(\bar{p}_l r_{l-1}) K_1(\bar{p}_l r_0) \\ \bar{p}_l I_1(\bar{p}_l r_0) K_0(\bar{p}_l r_l) \\ -\sigma_{vl} I_1(\bar{p}_l r_0) K_1(\bar{p}_l r_l) \\ 0 \\ \dots \\ 0 \end{bmatrix}. \quad (2.24)$$

2l-3
2l-2
2l-1
2l

Здесь $A = i\omega\mu_l M_\varphi r_0$.

Для определения электромагнитного поля в произвольной точке среды, необходимо решить систему (2.22), воспользоваться представлением E_{zj}^*

через коэффициенты C_j и D_j (2.21) и выражениями для $H_{\varphi j}^*, E_{rj}^*$ (2.19), а затем выполнить обратное преобразование Фурье (2.7) по переменной m . В результате устанавливаются выражения для определения электромагнитного поля:

$$E_{zj} = \frac{1}{\pi_0} \int_0^{\infty} (C_j I_0(\bar{p}_j r) + D_j K_0(\bar{p}_j r)) \cos m(z - z_0) dm. \quad (2.25)$$

$$H_{\varphi j} = \frac{\sigma_{vj}}{\pi_0 \bar{p}_j} \int_0^{\infty} \frac{1}{\bar{p}_j} (C_j I_1(\bar{p}_j r) - D_j K_1(\bar{p}_j r)) \cos m(z - z_0) dm. \quad (2.26)$$

$$E_{rj} = -\frac{1}{\pi_0} \int_0^{\infty} \frac{im}{\bar{p}_j} (C_j I_1(\bar{p}_j r) - D_j K_1(\bar{p}_j r)) \sin m(z - z_0) dm. \quad (2.27)$$

Если источник и приемник находятся в одном слое ($l = j$), к полученным значениям полей (2.25) – (2.27) необходимо прибавить первичные поля (2.15) – (2.17) с параметрами l -го слоя.

Измеряемые характеристики

Измеряемыми сигналами являются ЭДС в приемной катушке и плотность тока на корпусе прибора. При расчетах величины измеряемых сигналов необходимо определить моменты M_φ (Формула (2.6)). По закону Фарадея ЭДС в приемном контуре выражается через нормальную к контуру компоненту магнитного поля H_n следующим образом:

$$\varepsilon = i\omega\mu \iint_S H_n ds.$$

Если площадь S , ограниченная приемным контуром, мала (в пределах контура величина H_n изменяется мало), то $\varepsilon = i\omega\mu \cdot S \cdot H_n$.

Для ЭДС в приемной катушке:

$$\varepsilon = \frac{N_T \cdot N_R}{L_T \cdot L_R} \iint_{l_0} \varepsilon_l dl_0 dl. \quad (2.28)$$

Здесь $\varepsilon_l = i\omega\mu_R S_T S_R H_{\varphi l}$,

L_T, L_R – длины окружностей источника радиусом r_0 и приемника радиусом r ;

N_T, N_R – число витков генераторной и приемной катушек соответственно;

S_T, S_R – площади витков генераторной и приемной катушек соответственно;
 μ_R – магнитная проницаемость сердечника приемной катушки.

В выражении для стороннего тока (2.6) была указана магнитная проницаемость слоя с источником (скважины) μ_l . В реальных тороидальных катушках применяются магнитные материалы, усиливающие сигнал. Учитывая, что магнитная проницаемость бурового раствора равна магнитной проницаемости вакуума $\mu_l = \mu_0 = 4\pi 10^{-7}$ Гн/м, величина измеряемого сигнала должна быть умножена на относительную магнитную проницаемость в источнике μ_T^* . Окончательно:

$$\varepsilon = i\omega\mu_0 I_0 \mu_T^* \mu_R^* N_T \cdot N_R \cdot S_T \cdot S_R \cdot H_{\varphi l} = i\omega\mu_0 M_\varphi^\varepsilon H_{\varphi l}. \quad (2.29)$$

I_0 – амплитуда силы тока в источнике, μ_T^*, μ_R^* – относительные магнитные проницаемости в генераторной и приемной катушках. Таким образом, для вычисления ЭДС в приемном контуре введен момент

$$M_\varphi^\varepsilon = I_0 \mu_T^* \mu_R^* \cdot N_T \cdot N_R \cdot S_T \cdot S_R \quad (\text{А}\cdot\text{м}^4). \quad (2.30)$$

Аналогично определяется момент для вычисления плотности тока, текущего по корпусу прибора.

$$J_z = I_0 \mu_T^* N_T \cdot S_T \cdot \sigma_1 \cdot E_{z1} = \sigma_1 M_\varphi^J E_{z1}, \quad (2.31)$$

$$M_\varphi^J = I_0 \mu_T^* \cdot N_T \cdot S_T \quad (\text{А}\cdot\text{м}^2). \quad (2.32)$$

Здесь σ_1 – УЭП корпуса.

Программа для оперативного моделирования данных индукционного электромагнитного каротажа с тороидальным источником в цилиндрически-слоистой среде

Создана компьютерная программа для математического моделирования сигналов. Тестирование проводилось путем сравнения расчетов по созданной программе и по программе 2.5D finite element (FE) code, разработанной А. Н. Беспаловым [Bespalov, 2002; Bespalov, Kuznetsov, Tabarovsky, 2013]. В диапазонах частот от 10 кГц до 1 МГц, длин двухкатушечных зондов от 0.2 до 2 м, УЭС цилиндрических слоев от 0.2 до 1000 Ом·м и УЭС корпуса прибора

от 10^{-8} до 10^{-3} Ом·м расхождение не превысило заявленной точности 2.5D FE code (1 %). Внутреннее тестирование показало, что относительная погрешность численного моделирования не превышает 0.01 %. Описание программы содержится в разделе 2.5.1.

2.3.2. Обоснование параметров конфигурации зонда

Для анализа сигналов зонда с тороидальными катушками использовалась цилиндрически-слоистая модель среды, включающая корпус прибора, скважину и пласт. УЭС корпуса прибора – 10^{-7} Ом·м, радиус корпуса – 0.05 м, УЭС бурового раствора – 2 Ом·м, радиус скважины – 0.108 м. Когда исследовалась зависимость сигналов от УЭС бурового раствора, он менялся от 0.01 до 10 Ом·м. При исследовании зависимости от радиуса скважины его диапазон составил 0.06 – 0.15 м. В вычислениях использовались единичные моменты генераторной катушки и приемного датчика. Амплитуда плотности тока обратно пропорциональна УЭС корпуса скважинного прибора, а амплитуда ЭДС от него не зависит при УЭС металла менее 10^{-5} Ом·м. Необходимость создания компактной зондовой системы обусловил выбор для анализа длин зондов от 0.2 до 1.2 м. Диапазон исследуемых частот составил 5 – 500 кГц для обеспечения достаточного проникновения электромагнитного поля в неизмененную часть пласта. Численное моделирование проводилось с помощью программы «MfHfCyl» (раздел 2.5.1).

Распределение вихревого тока в среде

Генераторная тороидальная катушка порождает в среде вихревое электромагнитное поле, служащее вторичным источником измеряемых сигналов. Пусть вертикальные координаты двух генераторных катушек равны –0.6 и 0.6 м. Режим возбуждения – суммарный. На рисунке 2.4 показаны пространственные распределения реальной и мнимой частей плотности вихревого тока в пластах с УЭС 5 Ом·м на частоте 50 кГц. Возбуждаемый в среде вихревой ток имеет как горизонтальную, так и вертикальную

компоненты. Это обеспечивает зависимость измеряемых электромагнитных сигналов от горизонтального и вертикального УЭС пласта. О глубине проникновения электромагнитного поля в среду можно судить по нормированным амплитудам реальной и мнимой частей плотности вихревого тока (показаны цветом). Нормировка проводилась на значение плотности вихревого тока на стенке скважины. В радиальном направлении амплитуда тока затухает примерно на порядок. Поведение вихревого тока значительно различается для реальной и мнимой частей. Это указывает на необходимость измерения обоих составляющих сигнала, что будет обеспечивать высокое пространственное разрешение скважинного прибора. Пространственное распределение источников измеряемых сигналов указывает на достаточную для практики глубину (не менее 2 м) и локальность исследований.

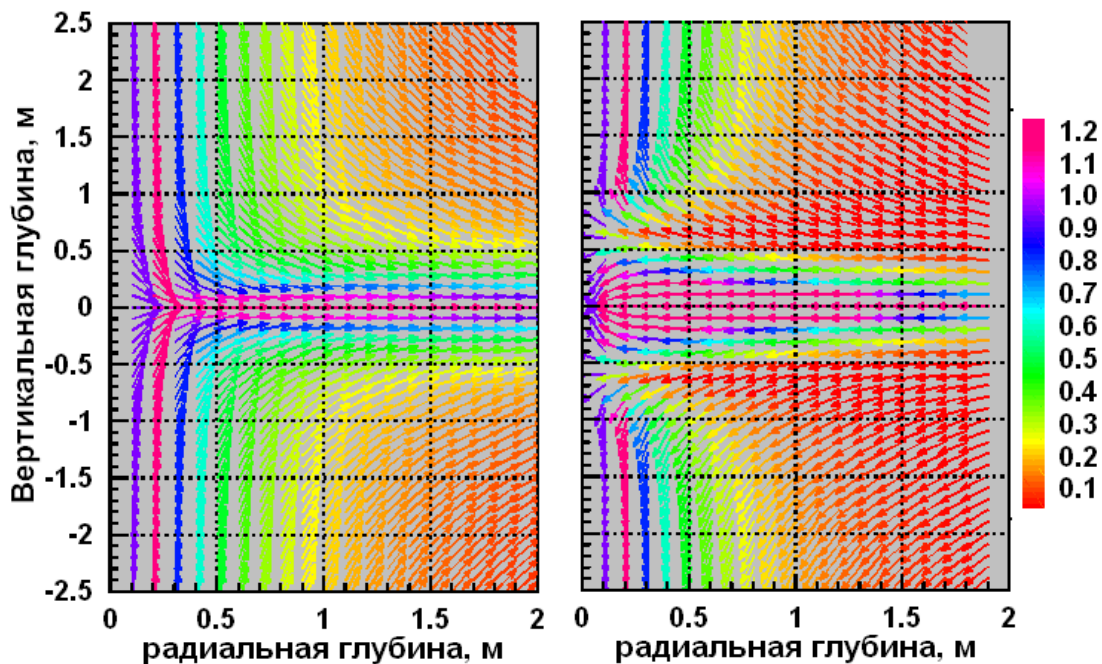


Рисунок 2.4 – Пространственные распределения реальной (слева) и мнимой (справа) частей плотности вихревого тока в пласте с УЭС 5 Ом·м на частоте 5 кГц. Величина нормированной амплитуды тока показана цветом

Уровень и диапазон сигналов

На рисунке 2.5 приведено распределение реальных и мнимых частей плотности тока и ЭДС в зависимости длины зонда и частоты.

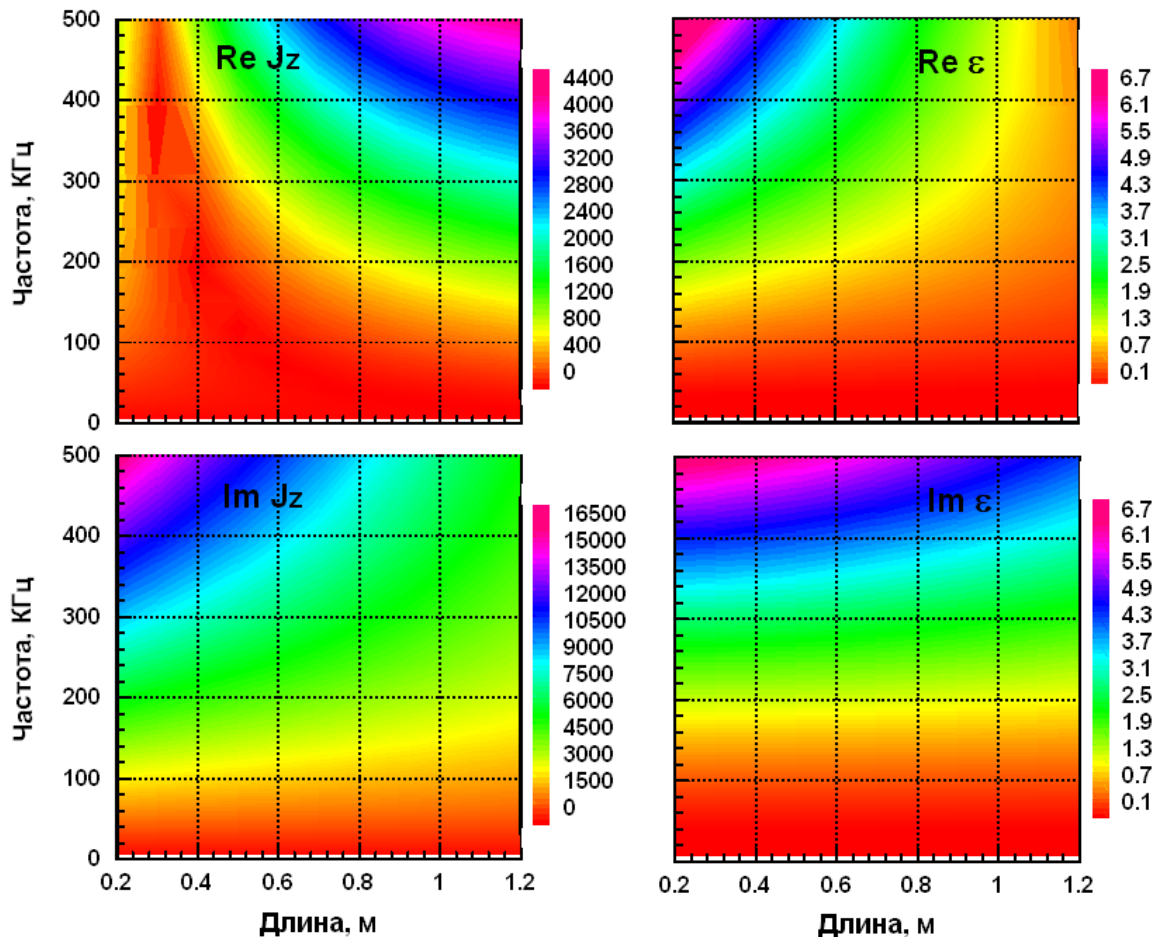


Рисунок 2.5 – Распределение реальных (сверху) и мнимых (снизу) частей плотности тока (A/m^2) на корпусе прибора (слева) и ЭДС (В) в приемной катушке (справа) в зависимости длины зонда и частоты в пласте с УЭС 5 Ом·м

Для реальной части плотности тока на корпусе наблюдается повышение уровня сигнала как при увеличении длины зонда, так и частоты. Зависимость измеряемого сигнала от обоих параметров высокая. Для мнимой части отмечается повышение уровня сигнала при уменьшении длины и увеличении частоты. В области низких частот сигнал слабо зависит от длины зонда. Уровень сигнала реальной части ЭДС в приемной катушке повышается с уменьшением длины зонда и увеличением частоты. Зависимость измеряемого

сигнала от обоих параметров значительная. Уровень сигнала мнимой части ЭДС повышается с увеличением частоты. Измеряемый сигнал слабо зависит от длины зонда, при этом в области низких частот зависимости практически нет. Измеряемые амплитуды плотности тока и ЭДС характеризуются высоким уровнем и имеют большой динамический диапазон. Измеряемые сигналы сильно зависят от частоты, что указывает на преобладание частотного зондирования. При этом с повышением частоты зависимость сигналов от длины зонда увеличивается.

Проведенный анализ указывает на возможность выбора дискретного набора длин двухкатушечных зондов и операционных частот для макета прибора.

Влияние скважины на измеряемые характеристики

На рисунках 2.6 и 2.7 показано влияние скважины на измеряемые сигналы. На рисунке 2.6 приведены зависимости амплитуды плотности тока и ЭДС от УЭС бурового раствора для двухкатушечных зондов на частоте 50 кГц.

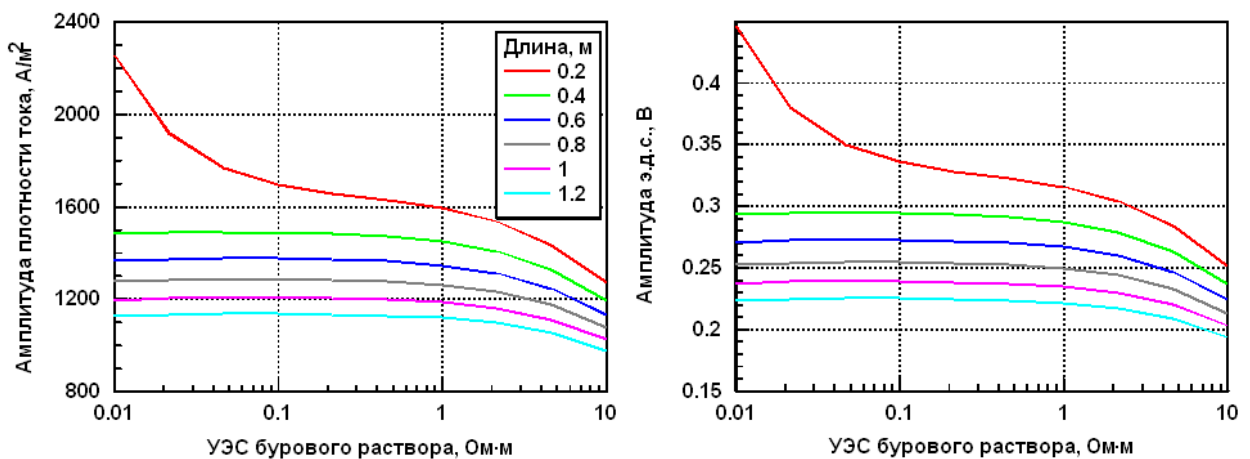


Рисунок 2.6 – Зависимости амплитуды плотности тока и ЭДС от УЭС бурового раствора для двухкатушечных зондов (длины 0.2 – 1.2 м, частота 50 кГц)

Зависимость измеряемых характеристик от УЭС бурового раствора менее 1 Ом·м для зондов длиной 0.4 – 1.2 м слабая. Сильнее всего от УЭС

бурового раствора зависит короткий зонд длиной 0.2 м. Для УЭС от 1 до 10 Ом·м изменение сигналов составляет около 20 %.

На рисунке 2.7 приведены зависимости сигналов от радиуса скважины. Изменение сигналов составляет 10 – 15 % для диапазона радиусов от 0.06 до 0.15 м.

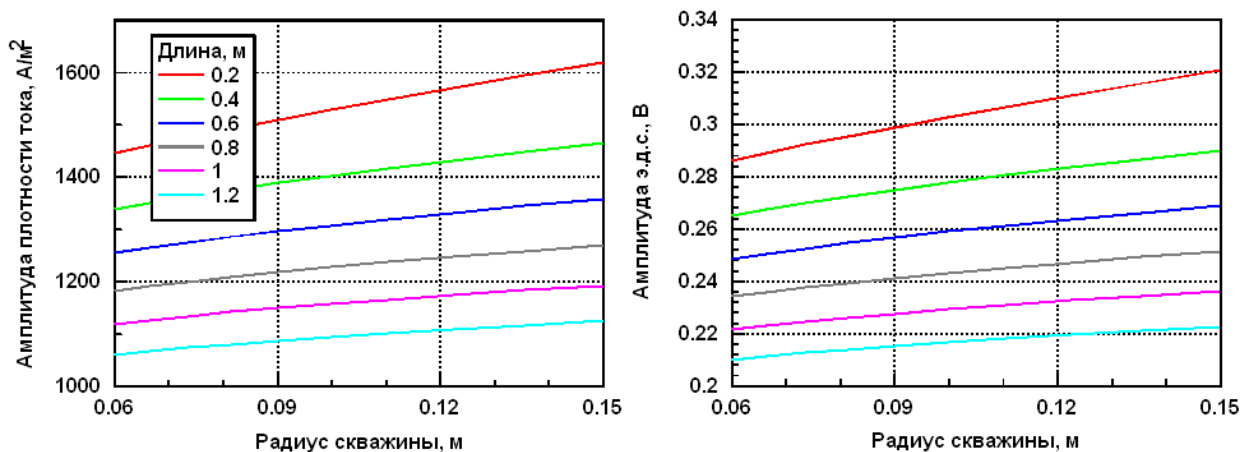


Рисунок 2.7 – Зависимости амплитуды плотности тока и ЭДС от радиуса скважины для двухкатушечных зондов (длины 0.2 – 1.2 м, частота 50 кГц)

В целом, отмечается слабая зависимость измеряемых характеристик от УЭС бурового раствора и ее отсутствие в скважинах с биополимерным и глинистым растворами. Влияние возрастает при увеличении частоты и уменьшении длины зонда. Зависимость измеряемых характеристик от радиуса скважины практически отсутствует при частотном зондировании и наблюдается при геометрическом зондировании. Влияние параметров скважины приводит к необходимости их учета, в частности путем внесения соответствующих поправок.

Зависимость измеряемых характеристик от УЭС пласта и коэффициента анизотропии

На рисунке 2.8 приведены зависимости сигналов от УЭС пласта для двухкатушечного зонда длиной 0.6 м. Уровень измеряемых сигналов возрастает с увеличением частоты. Для УЭС от 1 до 200 Ом·м сигналы на

низкой частоте уменьшаются примерно в 20 раз, на высокой – на порядок. Во всем диапазоне УЭС отмечается выраженное частотное зондирование. В более проводящей среде преобладает геометрическое зондирование.

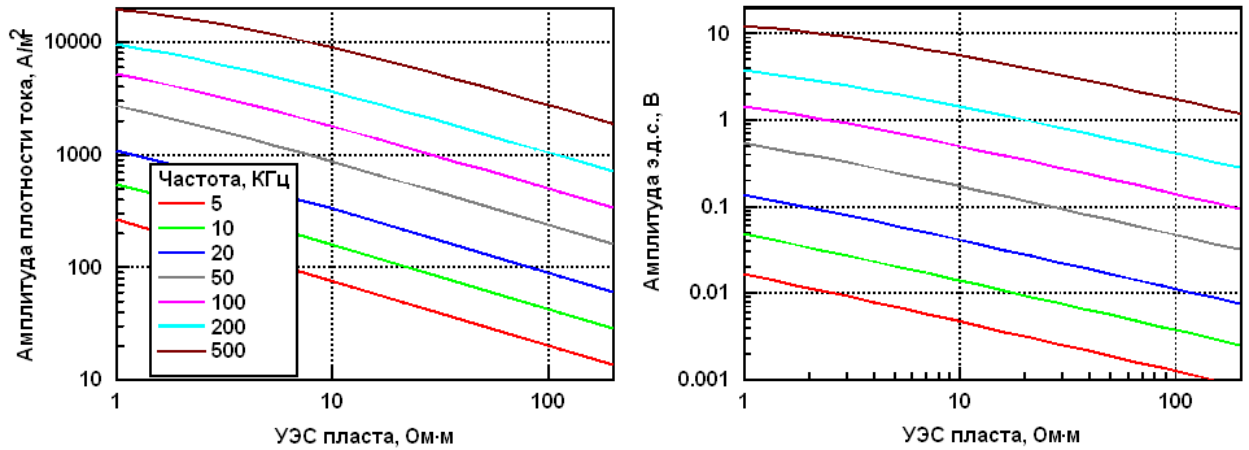


Рисунок 2.8 – Зависимости амплитуды плотности тока и ЭДС от УЭС однородной среды для двухкатушечного зонда (длина 0.6 м, частоты 5 – 500 кГц)

На рисунке 2.9 приведены зависимости сигналов от горизонтального УЭС (коэффициент электрической анизотропии 1 – 4) для двухкатушечного зонда (длина 0.6 м, частота 50 кГц). Уровень измеряемых сигналов уменьшается с увеличением коэффициента анизотропии.

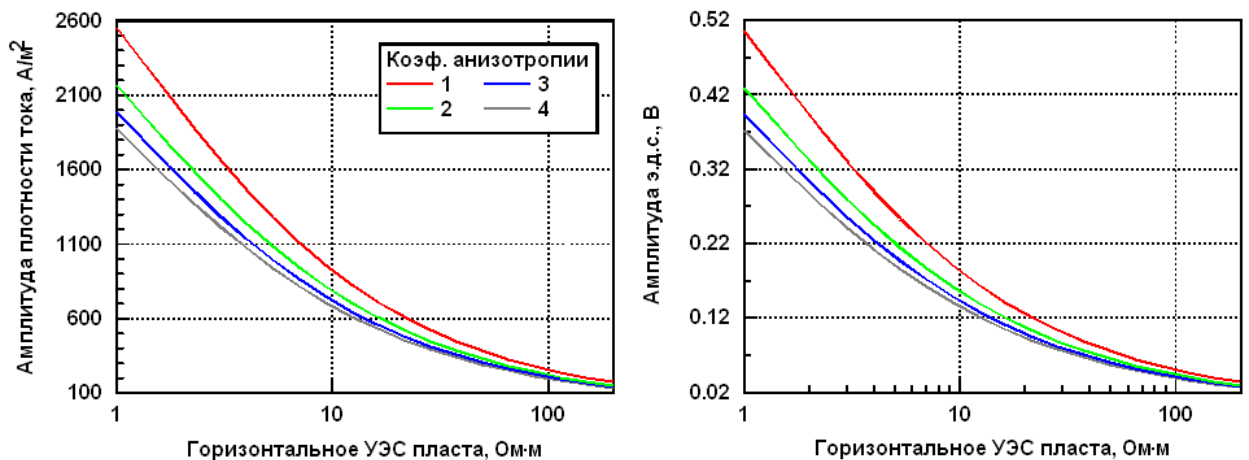


Рисунок 2.9 – Зависимости амплитуды плотности тока и ЭДС от горизонтального УЭС однородной среды (коэффициент электрической анизотропии 1 – 4) для двухкатушечного зонда (длина 0.6 м, частота 50 кГц)

На рисунке 2.10 приведены зависимости сигналов от коэффициента электрической анизотропии для двухкатушечного зонда длиной 0.6 м на частоте 50 кГц. Измеряемые характеристики однозначно связаны с коэффициентом электрической анизотропии пласта.

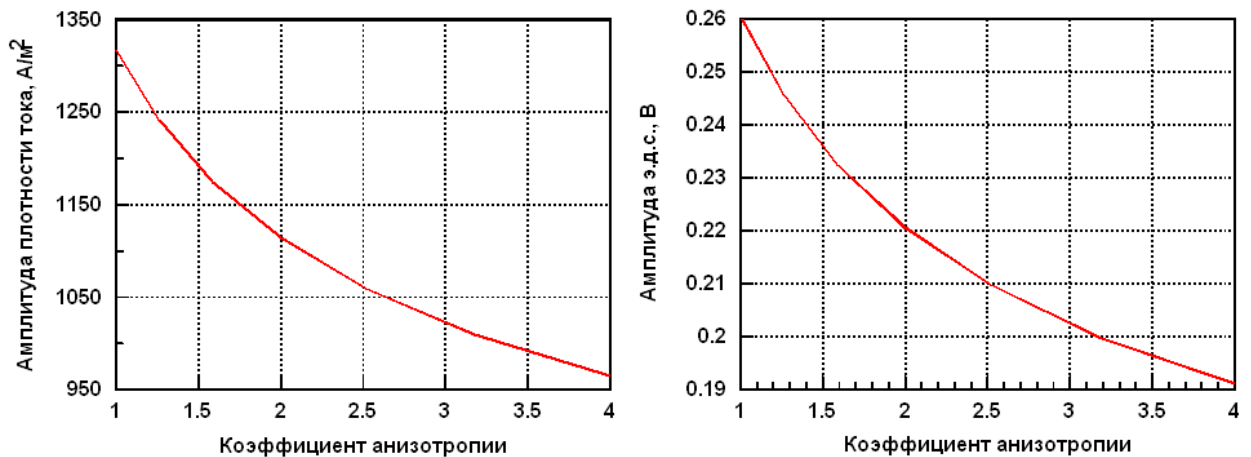


Рисунок 2.10 – Зависимости амплитуды плотности тока и ЭДС от коэффициента электрической анизотропии однородной среды для двухкатушечного зонда (длина 0.6 м, частота 50 кГц)

В целом, представленные зависимости указывают на однозначную связь измеряемых характеристик с параметрами пласта. Следует отметить высокий уровень и широкий динамический диапазон измеряемых сигналов. Частотное зондирование преобладает во всем диапазоне УЭС пласта. Геометрическое зондирование возможно в проводящих средах.

Выводы по разделам 2.3.1 и 2.3.2

Разработан базовый алгоритм компьютерного моделирования и анализа электромагнитных сигналов в радиально неоднородной анизотропной среде с целью изучения пространственного распределения УЭС горных пород и их электрической анизотропии с помощью нового зонда с тороидальными катушками.

Создана компьютерная программа для математического моделирования сигналов. Алгоритм и программа обеспечили полномасштабный анализ

измеряемых сигналов для последующего выбора оптимальной конфигурации электромагнитного зонда. С использованием созданного программно-алгоритмического инструментария сделаны следующие основные выводы.

Проведенный анализ источников измеряемых сигналов показал, что при возбуждении тороидальной катушкой на металлическом корпусе в среде возникает переменное электрическое поле, имеющее как горизонтальную, так и вертикальную компоненты. Это определяет зависимость измеряемых электромагнитных сигналов от горизонтального и вертикального УЭС пласта. Пространственное распределение источников измеряемых сигналов указывает на значительную глубинность и локальность исследований. Это обеспечивает разрабатываемому электромагнитному зонду высокое вертикальное и радиальное разрешение.

УЭС корпуса оказывает влияние на амплитуду плотности тока. Его уменьшение приводит к пропорциональному УЭС корпуса возрастанию уровня сигнала. Зависимость амплитуды ЭДС от УЭС корпуса незначительная. Уровень измеряемых сигналов может быть существенно повышен за счет увеличения моментов генераторной и приемной катушек. Их предполагаемый диапазон составляет первые единицы – первые сотни соответствующих единиц.

Отмечается зависимость измеряемых характеристик от УЭС бурового раствора для высоких частот и коротких зондов. В диапазоне значений УЭС (0.1 – 2 Ом·м) зависимость измеряемых характеристик и их составляющих ослаблена. Зависимость измеряемых характеристик от радиуса скважины слабая при частотном зондировании и наблюдается при геометрическом зондировании. Влияние на измеряемые сигналы радиуса скважины меньше, чем УЭС бурового раствора.

Проведенное компьютерное моделирование и сравнительный анализ электромагнитных характеристик подтверждают, что измерения являются независимыми и однозначно связаны с УЭС пласта. Отмечается высокий уровень и значительный динамический диапазон измеряемых сигналов.

Преобладает частотное зондирование. Геометрическое зондирование возможно в проводящих средах.

Предлагаемая конфигурация нового электромагнитного зонда с тороидальными катушками включает:

- длины зондов от 0.2 до 1.2 м (компактность);
- рабочие частоты от 5 до 500 МГц (глубина исследования);
- две генераторные катушки с однонаправленными и противоположными моментами (радиальное и вертикальное разрешение).

2.3.3. Решение прямой задачи в вертикально неоднородной среде

Важной задачей теории электромагнитного каротажа является исследование поведения электромагнитного поля в пластах конечной мощности. Для этого разработан базовый алгоритм математического моделирования сигналов электромагнитного зонда с тороидальными катушками, который позволит исследовать возможность определения положений границ пластов при пересечении скважиной сложного геоэлектрического разреза. Так как возбуждаемое в среде электрическое поле имеет как горизонтальную, так и вертикальную составляющие, регистрируемые сигналы достаточно сильно зависят от положения границ пластов, пересекаемых скважиной.

Базовой моделью для анализа электромагнитных сигналов является горизонтально-слоистая изотропная среда (Рисунок 2.11). Предполагается, что в радиально неоднородной среде с учетом полной конфигурации прибора все качественные особенности поведения электромагнитного поля сохраняются, поэтому влияние скважины и зоны проникновения не учитывается. Разработанный алгоритм базируется на решениях прямых задач квазистационарной электродинамики в горизонтально-слоистых проводящих моделях геологических сред и описании возбуждения электромагнитного поля двумя тороидальными генераторными катушками (или эквивалентным им магнитным током) с одно- и разнонаправленными моментами. В решении

задачи об электромагнитном поле тороидальной катушки используется метод, основанный на представлении поля произвольного гармонического источника в виде суммы нормального и аномального полей, а также преобразовании Ханкеля по радиальной переменной [Табаровский, 1975].

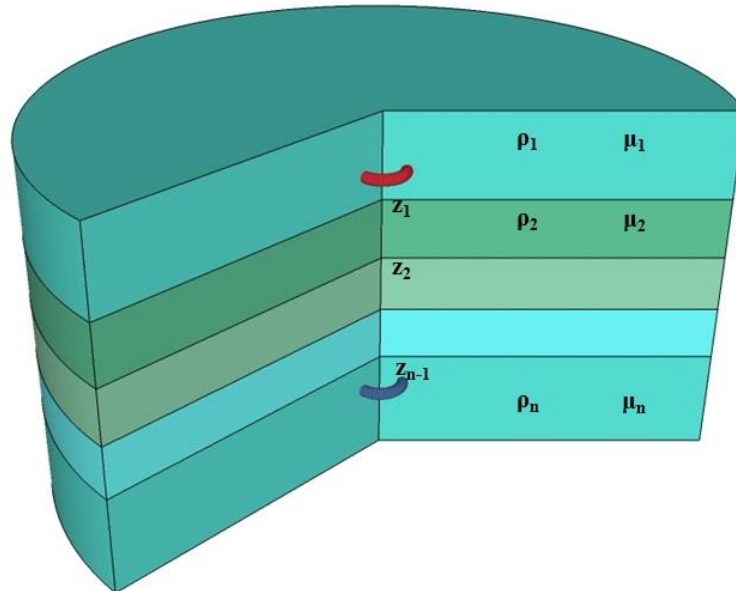


Рисунок 2.11 – Горизонтально-слоистая изотропная проводящая среда

Пусть проводящая среда состоит из n горизонтальных областей, разделенных границами z_i , $i = 1, n-1$. Каждый слой характеризуется проводимостью σ_i и магнитной проницаемостью μ_i . Используется цилиндрическая система координат $\{r, \varphi, z\}$, ось которой перпендикулярна границам и совпадает с осью прибора.

Источником электромагнитного поля являемся круговой магнитный ток: $j_\varphi^\mu = -M_\varphi \cdot i\omega\mu_j\delta(z - z_0) \cdot \delta(r - r_0)$. Зависимость тока от времени $e^{-i\omega t}$. Источник находится в j -том слое, его координаты – $\{r_0, z_0\}$.

Задача решается методом разделения переменных. Из уравнений Максвелла

$$\begin{cases} \text{rot } \vec{H}_0 = \sigma_j \vec{E}_0 \\ \text{rot } \vec{E}_0 = i\omega\mu_j \vec{H}_0 - \vec{j}^\mu \end{cases} \text{ и } \begin{cases} \text{rot } \vec{H}_i = \sigma_i \vec{E}_i \\ \text{rot } \vec{E}_i = i\omega\mu_i \vec{H}_i \end{cases}, i \neq j \text{ следует:}$$

$$\frac{\partial^2 H_{\varphi_0}}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial H_{\varphi_0}}{\partial r} - \frac{1}{r^2} H_{\varphi_0} + \frac{\partial^2 H_{\varphi_0}}{\partial z^2} - k_j^2 H_{\varphi_0} = \sigma_j j_\varphi^\mu, \quad (2.33)$$

$$\frac{\partial^2 H_{\varphi_i}}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial H_{\varphi_i}}{\partial r} - \frac{1}{r^2} H_{\varphi_i} + \frac{\partial^2 H_{\varphi_i}}{\partial z^2} - k_i^2 H_{\varphi_i} = 0, \quad (2.34)$$

$$\begin{cases} E_{r_0} = -\frac{1}{\sigma_j} \frac{\partial H_{\varphi_0}}{\partial z} \\ E_{z_0} = \frac{1}{\sigma_j} \left(\frac{\partial H_{\varphi_0}}{\partial r} + \frac{1}{r} H_{\varphi_0} \right) \end{cases}, \quad (2.35)$$

$$\begin{cases} E_{r_i} = -\frac{1}{\sigma_i} \frac{\partial H_{\varphi_i}}{\partial z} \\ E_{z_i} = \frac{1}{\sigma_i} \left(\frac{\partial H_{\varphi_i}}{\partial r} + \frac{1}{r} H_{\varphi_i} \right) \end{cases}. \quad (2.36)$$

В слое, содержащим источник, поля представлены в виде суммы $\vec{E} = \vec{E}_j + \vec{E}_0$, $\vec{H} = \vec{H}_j + \vec{H}_0$ так, что поля \vec{E}_j, \vec{H}_j подчиняются однородным уравнениям (2.34), а \vec{E}_0, \vec{H}_0 – решения уравнений (2.33) в однородной среде с параметрами j -го слоя. В остальных слоях поля E_i, H_i подчиняются однородным уравнениям (2.34) с параметрами i -го слоя.

К уравнениям (2.33), (2.34) применяется преобразование Ханкеля K_1 (Формула 2.11) по переменной r . С использованием свойства преобразования Ханкеля

$$K_1 \left[\frac{\partial^2 f(t)}{\partial t^2} + \frac{1}{t} \frac{\partial f(t)}{\partial t} - \frac{1}{t^2} f(t) \right] = -m^2 K_1 [f(t)] \quad [\text{Градштейн, Рыжик, 1962}],$$

получаются уравнения для Ханкель-образов магнитного поля:

$$\frac{\partial^2 H_{\varphi_0}^+}{\partial z^2} - p_j^2 H_{\varphi_0}^+ = \sigma_j j_\varphi^{\mu+}, \quad (2.37)$$

$$\frac{\partial^2 H_{\varphi_i}^+}{\partial z^2} - p_i^2 H_{\varphi_i}^+ = 0. \quad (2.38)$$

Здесь $p_i^2 = m^2 + k_i^2$, $k_i^2 = -i\omega\mu_i\sigma_i$, m – переменная преобразования Ханкеля.

Для плотности магнитного поля

$$\begin{aligned} j_\phi^{\mu^+} &= \int_0^\infty j_\phi^\mu J_1(mr) r dr = -M_\phi i\omega\mu_j \delta(z - z_0) \int_0^\infty \delta(r - r_0) J_1(mr) r dr = \\ &= -M_\phi i\omega\mu_j \delta(z - z_0) J_1(mr_0) r_0 \end{aligned}$$

Первичные поля $E_{z_0}^+, H_{\phi_0}^+$ определяются из уравнений (2.35), (2.37) с помощью преобразования Фурье по переменной z , определенного формулой (2.7), где переменной образа функции является λ .

Из (2.37) следует:

$$\begin{aligned} (i\lambda)^2 H_{\phi_0}^* - p_j^2 H_{\phi_0}^* &= \sigma_j j_\phi^{\mu^*}, \\ H_{\phi_0}^* &= -\frac{\sigma_j}{p_j^2 + \lambda^2} j_\phi^{\mu^*}, \end{aligned} \quad (2.39)$$

$$j_\phi^{\mu^*} = \int_{-\infty}^\infty j_\phi^{\mu^+} e^{-i\lambda z} dz = -M_\phi i\omega\mu_j r_0 J_1(mr_0) \int_{-\infty}^\infty \delta(z - z_0) e^{-i\lambda z} dz = -M_\phi i\omega\mu_j r_0 J_1(mr_0) e^{-i\lambda z_0}.$$

После обратного преобразования Фурье выражения (2.39) Ханкель-образ магнитного поля имеет вид:

$$H_{\phi_0}^+ = -\frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^\infty \frac{\sigma_j}{p_j^2 + \lambda^2} j_\phi^{\mu^*} e^{i\lambda z} d\lambda = M_\phi \sigma_j i\omega\mu_j r_0 J_1(mr_0) \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^\infty \frac{e^{i\lambda(z-z_0)}}{p_j^2 + \lambda^2} d\lambda.$$

С использованием известного интеграла [Прудников, Брычков, Маричев, 1981]:

$$\begin{aligned} \int_0^\infty \frac{\cos bx}{(x^2 + z^2)^{m+1}} dx &= \frac{\pi e^{-bz}}{(2z)^{2m+1} m!} \sum_{k=0}^m \frac{(2m-k)!(2bz)^k}{k!(m-k)!}, \\ H_{\phi_0}^+ &= M_\phi \sigma_j i\omega\mu_j r_0 J_1(mr_0) \frac{1}{2\pi} \int_0^\infty 2 \frac{\cos m(z-z_0)}{p_j^2 + \lambda^2} d\lambda = \\ &= M_\phi \sigma_j i\omega\mu_j r_0 J_1(mr_0) \frac{e^{-|z-z_0|p_j}}{2p_j}, \end{aligned} \quad (2.40)$$

$$\begin{aligned} E_{r_0}^+ &= -\frac{1}{\sigma_j} \frac{\partial H_{\phi_0}^+}{\partial z} = \frac{1}{2p_j} M_\phi i\omega\mu_j r_0 J_1(mr_0) \frac{\partial e^{-|z-z_0|p_j}}{\partial z} = \\ &= -\frac{1}{2} M_\phi i\omega\mu_j r_0 J_1(mr_0) e^{-|z-z_0|p_j} \end{aligned} \quad (2.41)$$

После обратного преобразования Ханкеля:

$$\begin{aligned} H_{\varphi 0} &= \int_0^{\infty} M_{\varphi} \sigma_j i \omega \mu_j r_0 J_1(mr_0) \frac{e^{-|z-z_0|p_j}}{2p_j} J_1(mr) m dm = \\ &= A \frac{\sigma_j}{2} \int_0^{\infty} J_1(mr_0) J_1(mr) \frac{m}{p_j} e^{-|z-z_0|p_j} dm \end{aligned} \quad (2.42)$$

Из системы (2.35) с использованием соотношения

$$t \frac{\partial J_1(t)}{\partial t} + J_1(t) = t J_0(t) \quad [\text{Градштейн, Рыжик, 1962}] \quad \text{определяется } E_{z_0}:$$

$$E_{z_0} = \frac{1}{\sigma_j} \left(\frac{\partial H_{\varphi 0}}{\partial r} + \frac{1}{r} H_{\varphi 0} \right) = \frac{A}{2} \int_0^{\infty} J_1(mr_0) J_0(mr) \frac{m^2}{p_j} e^{-p_j |z-z_0|} dm. \quad (2.43)$$

Здесь $A = i \omega \mu_j M_{\varphi} r_0$.

Решение уравнения (2.38) записывается в виде:

$$H_{\varphi i}^+ = C_i e^{p_i z} + D_i e^{-p_i z}, \quad (2.44)$$

где с учетом убывания поля на бесконечности и конечности в нуле $C_n = D_l = 0$.

С использованием непрерывности компонент E_r, H_{φ} на границах z_i , получаются выражения для H_{φ} :

$$\begin{aligned} C_1 e^{p_1 z_1} &= C_2 e^{p_2 z_1} + D_2 e^{-p_2 z_1} && \text{— для первой границы,} \\ C_{j-1} e^{p_{j-1} z_{j-1}} + D_{j-1} e^{-p_{j-1} z_{j-1}} &= C_j e^{p_j z_{j-1}} + D_j e^{-p_j z_{j-1}} + H_{\varphi 0}^+ && \text{— для } j-1\text{-й границы,} \\ C_j e^{p_j z_j} + D_j e^{-p_j z_j} + H_{\varphi 0}^+ &= C_{j+1} e^{p_{j+1} z_j} + D_{j+1} e^{-p_{j+1} z_j} && \text{— для } j\text{-й границы,} \\ C_{n-1} e^{p_{n-1} z_{n-1}} + D_{n-1} e^{-p_{n-1} z_{n-1}} &= D_n e^{-p_n z_{n-1}} && \text{— для } n-1\text{-й границы.} \end{aligned}$$

С использованием системы (2.36) определяются выражения для E_r :

$$\begin{aligned} -\frac{1}{\sigma_1} C_1 p_1 e^{p_1 z_1} &= -\frac{1}{\sigma_2} [C_2 p_2 e^{p_2 z_1} - D_2 p_2 e^{-p_2 z_1}] && \text{— для первой границы,} \\ -\frac{1}{\sigma_{j-1}} [C_{j-1} p_{j-1} e^{p_{j-1} z_{j-1}} - D_{j-1} p_{j-1} e^{-p_{j-1} z_{j-1}}] &= -\frac{1}{\sigma_j} [C_j p_j e^{p_j z_{j-1}} - D_j p_j e^{-p_j z_{j-1}}] + E_{r 0}^+ && \text{— для } j-1\text{-й границы,} \\ -\frac{1}{\sigma_j} [C_j p_j e^{p_j z_j} - D_j p_j e^{-p_j z_j}] + E_{r 0}^+ &= -\frac{1}{\sigma_{j+1}} [C_{j+1} p_{j+1} e^{p_{j+1} z_j} + D_{j+1} p_{j+1} e^{-p_{j+1} z_j}] && \text{— для } j\text{-й границы,} \end{aligned}$$

$$-\frac{1}{\sigma_{n-1}} \left[C_{n-1} p_{n-1} e^{p_{n-1} z_{n-1}} - D_{n-1} p_{n-1} e^{-p_{n-1} z_{n-1}} \right] = -\frac{1}{\sigma_n} \left[-D_n p_n e^{-p_n z_{n-1}} \right] \quad \text{— для } n-1\text{-й границы.}$$

В результате граничные условия образуют систему уравнений:

$$\hat{G} \cdot \vec{x} = \vec{y} \quad (2.45)$$

из $2 \cdot (n-1)$ уравнений для определения $2 \cdot (n-1)$ коэффициентов $C_i, i = 1, n-1$ и $D_i, i = 2, n$. Правая часть этой системы уравнений будет образована из значений $E_{r_0}^+, H_{\varphi_0}^+$ на границах j -го слоя с источником.

Для удобства записи решения предполагается, что границ не меньше двух и источник не лежит ни в первом, ни в последнем слое: $2 \leq j \leq n-1$. Данное предположение не влияет на общность решения.

Матрица системы \hat{G} является 4-х диагональной и записывается в виде:

$$\begin{array}{c}
 2k-1 \\
 2k \\
 \dots \\
 2k-2
 \end{array}
 \left[\begin{array}{cccccc}
 e^{p_1 z_1} & -e^{p_2 z_1} & -e^{-p_2 z_1} & 0 & \dots & 0 \\
 -\frac{p_1}{\sigma_1} e^{p_1 z_1} & \frac{p_2}{\sigma_2} e^{p_2 z_1} & -\frac{p_2}{\sigma_2} e^{-p_2 z_1} & 0 & \dots & 0 \\
 \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\
 0 & e^{p_k z_k} & e^{-p_k z_k} & -e^{p_{k+1} z_k} & -e^{-p_{k+1} z_k} & 0 \\
 0 & -\frac{p_k}{\sigma_k} e^{p_k z_k} & \frac{p_k}{\sigma_k} e^{-p_k z_k} & \frac{p_{k+1}}{\sigma_{k+1}} e^{p_{k+1} z_k} & -\frac{p_{k+1}}{\sigma_{k+1}} e^{-p_{k+1} z_k} & 0 \\
 \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\
 0 & \dots & 0 & e^{p_{n-1} z_{n-1}} & e^{-p_{n-1} z_{n-1}} & -e^{-p_n z_{n-1}} \\
 0 & \dots & 0 & -\frac{p_{n-1}}{\sigma_{n-1}} e^{p_{n-1} z_{n-1}} & \frac{p_{n-1}}{\sigma_{n-1}} e^{-p_{n-1} z_{n-1}} & -\frac{p_n}{\sigma_n} e^{-p_n z_{n-1}}
 \end{array} \right]$$

Индексами слева указаны номера соответствующих строчек; индекс снизу позывает номер столбца; $k = 2, n-2$.

Вектор неизвестных коэффициентов \vec{x} и правая часть системы \vec{y} записываются в виде:

$$\vec{x} = \begin{bmatrix} C_1 \\ C_2 \\ D_2 \\ \dots \\ \dots \\ \dots \\ \dots \\ C_{n-1} \\ D_{n-1} \\ D_n \end{bmatrix}, \quad \vec{y} = \begin{bmatrix} 0 \\ \dots \\ 0 \\ H_{\varphi_0}^+(z_{j-1}) \\ E_{r_0}^+(z_{j-1}) \\ -H_{\varphi_0}^+(z_j) \\ -E_{r_0}^+(z_j) \\ 0 \\ \dots \\ 0 \end{bmatrix} \begin{matrix} \\ \\ \\ 2j-3 \\ 2j-2 \\ 2j-1 \\ 2j \\ \\ \\ \end{matrix}.$$

Индексами справа указаны номера ненулевых элементов правой части. Как было указано, правая часть образована из значений $E_{r_0}^+, H_{\varphi_0}^+$ на границах j -го слоя. С учетом выражений (2.40) и (2.41) правая часть записывается в виде:

$$\vec{y} = \frac{J_1(mr_0)}{2} \begin{bmatrix} 0 \\ \dots \\ 0 \\ \frac{\sigma_j}{p_j} e^{-p_j(z_0-z_{j-1})} \\ -e^{-p_j(z_0-z_{j-1})} \\ -\frac{\sigma_j}{p_j} e^{-p_j(z_j-z_0)} \\ p_j e^{-p_j(z_j-z_0)} \\ 0 \\ \dots \\ 0 \end{bmatrix} \begin{matrix} \\ \\ \\ 2j-3 \\ 2j-2 \\ 2j-1 \\ 2j \\ \\ \end{matrix}.$$

Коэффициент A будет учтен при окончательной записи решения.

Чтобы определить поле H_φ в произвольной точке среды, необходимо решить систему (2.45), воспользоваться формулой (2.44) и выполнить обратное преобразование Ханкеля по переменной m . Формула (2.35) позволяет определить E_z . Если источник и приемник находятся в одном слое, то к

полученным значениям полей необходимо прибавить первичные поля (2.42), (2.43). Таким образом, в слое, содержащем источник

$$E_{zj} = i\omega\mu_j M_\varphi r \left(\frac{1}{2} \int_0^\infty J_1(mr_0) J_0(mr) \frac{m^2}{p_j} e^{-p_j|z-z_0|} dm + \right. \\ \left. + \frac{1}{\sigma_j} \int_0^\infty (C_j e^{p_j z} + D_j e^{-p_j z}) m^2 J_0(mr) dm \right). \quad (2.46)$$

$$H_{\varphi j} = i\omega\mu_j M_\varphi r_0 \left(\frac{\sigma_j}{2} \int_0^\infty J_1(mr_0) J_1(mr) \frac{m}{p_j} e^{-|z-z_0|p_j} dm + \right. \\ \left. + \int_0^\infty (C_j e^{p_j z} + D_j e^{-p_j z}) m J_1(mr) dm \right). \quad (2.47)$$

В остальных слоях при $i \neq j$ справедливы формулы:

$$E_{zi} = i\omega\mu_j M_\varphi r_0 \frac{1}{\sigma_i} \int_0^\infty (C_i e^{p_i z} + D_i e^{-p_i z}) m^2 J_0(mr) dm. \quad (2.48)$$

$$H_{\varphi i} = i\omega\mu_j M_\varphi r_0 \int_0^\infty (C_i e^{p_i z} + D_i e^{-p_i z}) m J_1(mr) dm. \quad (2.49)$$

Программа для оперативного моделирования данных индукционного электромагнитного каротажа с тороидальным источником в горизонтально-слоистой среде

Создана компьютерная программа для математического моделирования сигналов в горизонтально-слоистой среде. Тестирование проводилось путем сравнения расчетов по созданным программам и по программе 2.5D finite element (FE) code, разработанной А. Н. Беспаловым [Bespalov, 2002; Bespalov, Kuznetsov, Tabarovsky, 2013]. В диапазонах частот от 10 кГц до 1 МГц, длин двухкатушечных зондов от 0.2 до 2 м и УЭС пластов от 0.2 до 1000 Ом·м расхождение не превысило заявленной точности 2.5D FE code (1 %). Внутреннее тестирование показало, что относительная погрешность численного моделирования не превышает 0.01 %. Описание программы содержится в разделе 2.5.1.

2.3.4. Определение геоэлектрических границ

Разработанный алгоритм используется для анализа электромагнитных сигналов в вертикально неоднородных средах и направлен на изучение поведения электромагнитных сигналов в типичных геоэлектрических моделях тонкослоистых пластов-коллекторов и выделение границ пластов. Проведен анализ поведения диаграмм измеряемых сигналов зондов с длинами 0.2 – 1.0 м и частотами 10 – 250 кГц в моделях с УЭС от 1 до 500 Ом·м и толщиной пластов от 0.1 до 6.4 м. Радиус катушек, взятый для моделирования, составлял 0.051 м. Численное моделирование проводилось с помощью программы «MfHfHor» (раздел 2.5.1).

Профилирование одной геоэлектрической границы

Приведены результаты численного моделирования измеряемых сигналов в моделях с одной горизонтальной границей. Координата границы выбрана в нуле; УЭС верхнего полупространства 1 Ом·м, нижнего – 10 Ом·м. Единицы измерения: E_z – В/м, H_ϕ – А/м.

Представленные диаграммы в целом отражают все основные особенности поведения сигналов, наблюдаемые и в других рассматриваемых моделях. На рисунках 2.12 и 2.13 изображены сигналы трехкатушечного зонда, работающего в суммарном режиме. При расстоянии до приемника, равном 0.2 м (Рисунок 2.12) на диаграмме ReE_z границе соответствует локальный максимум. По показанию сигнала ImE_z граница определяется иначе: она находится в точке экстремума со стороны верхнего полупространства перед сравнительно продолжительным интервалом максимальных показаний. И, напротив, когда расстояние до приемника равно 0.6 м (Рисунок 2.13), изменяется характер сигналов ImE_z и ImH_ϕ вблизи границы. Так, по величине ImE_z граница наблюдается в точке экстремума со стороны нижнего полупространства, после которой начинается уменьшение величины измеряемого сигнала. По ImH_ϕ граница выделяется менее надежно.

На рисунках 2.14 и 2.15 приведены сигналы трехкатушечного зонда, работающего в дифференциальном режиме. В случае расстояния до приемника, равного 0.2 м (Рисунок 2.14), особенности поведения сигналов такие же, как в случае суммарного режима (Рисунок 2.12). При расстоянии до приемника равном 0.6 м ситуация существенно иная: на графиках реальных составляющих появляются дополнительные экстремумы, расположенные в 0.5 м над границей и 0.7 м под ней. Граница при этом выделяется слабовыраженными экстремумами. Диаграммы мнимых составляющих имеют очень схожий вид. Граница на них выделяется по экстремуму, формирующемуся при движении к границе из нижнего полупространства. Вслед за этим экстремумом наблюдается резкое уменьшение значений сигналов.

Стоит отдельно отметить, что приведенные рассуждения справедливы для всех рассматриваемых операционных частот.

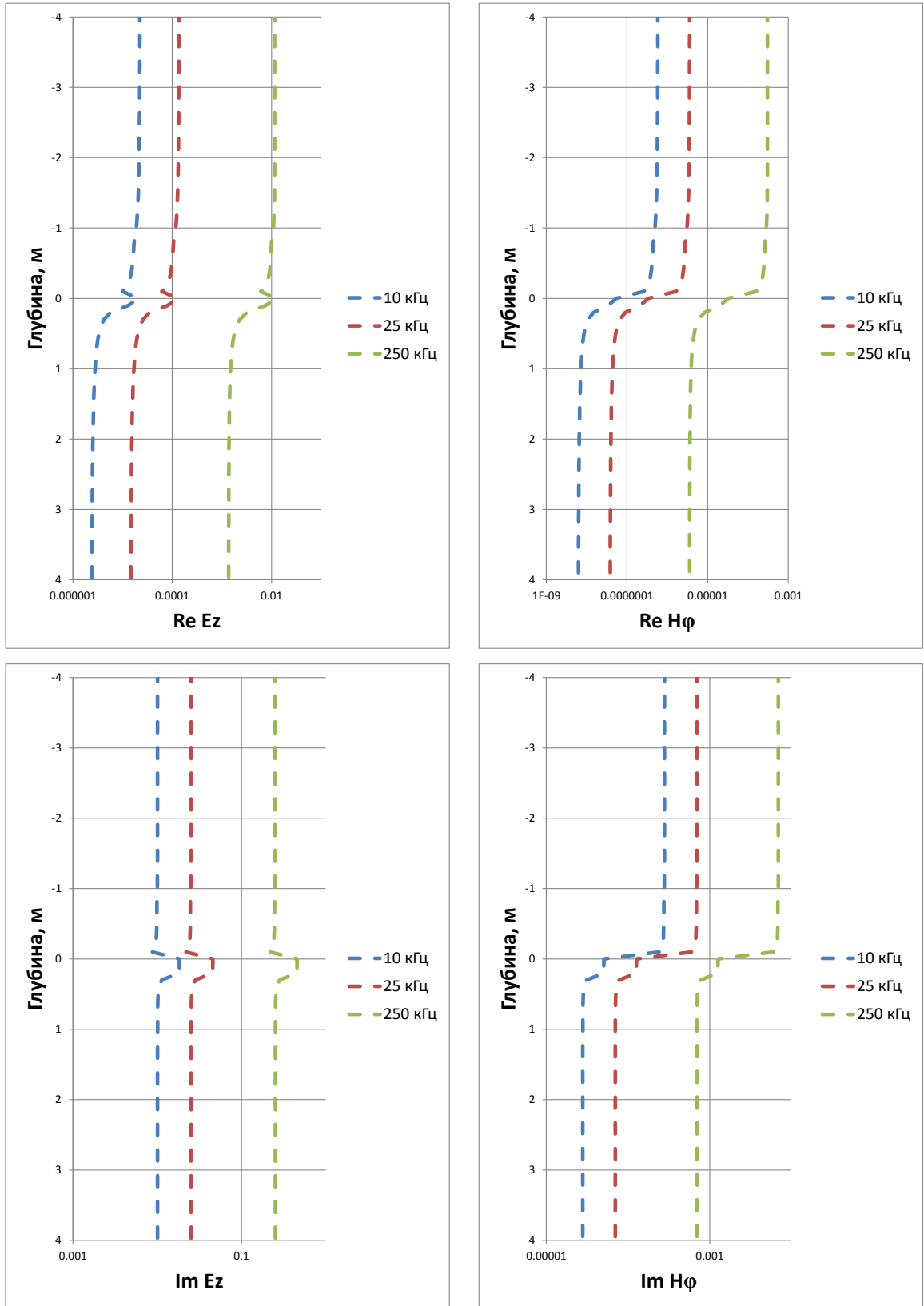


Рисунок 2.12 – Сигналы в горизонтально-слоистой среде с одной границей (суммарный режим, длина 1.0 м, расстояние до приемника 0.2 м)

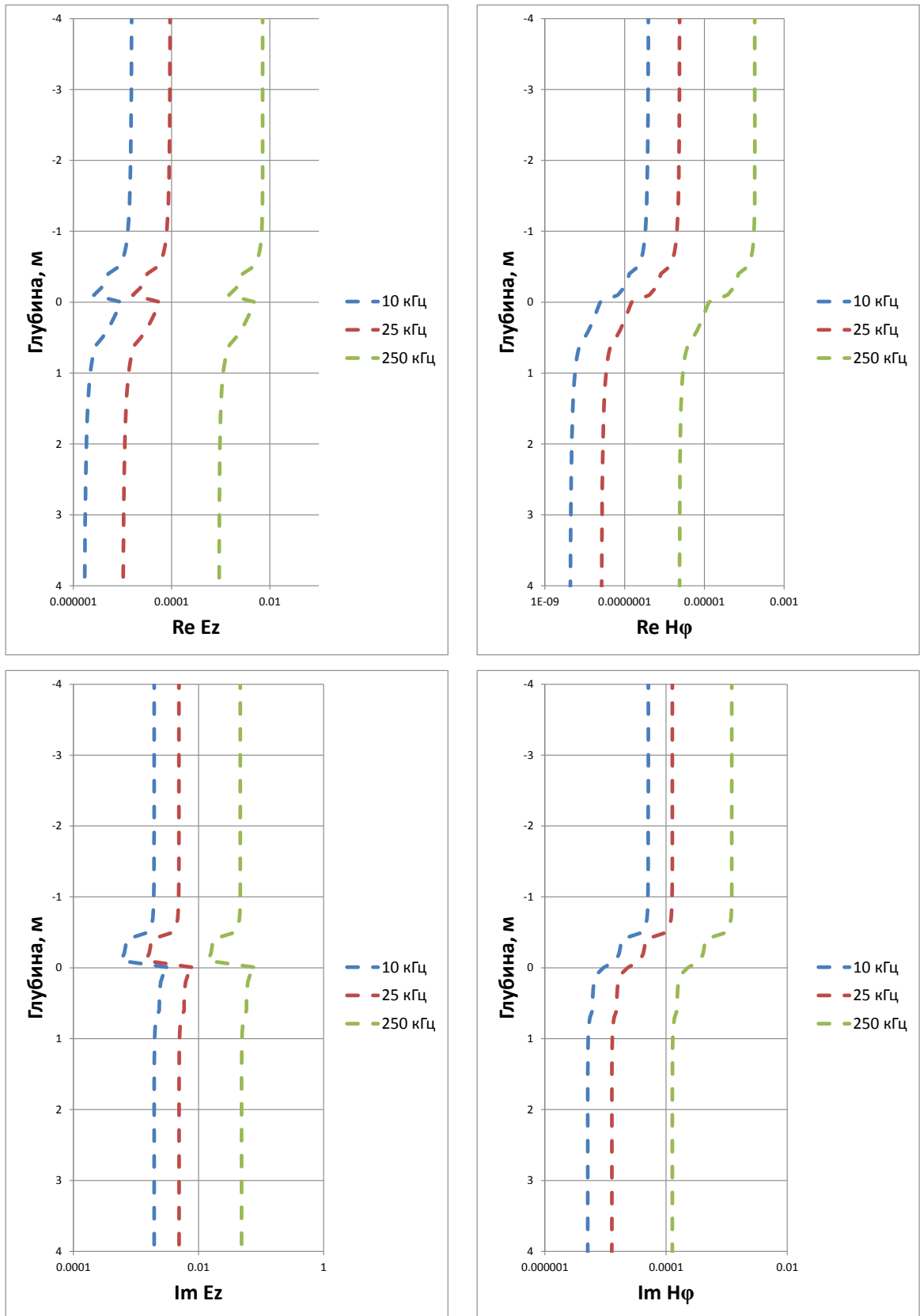


Рисунок 2.13 – Сигналы в горизонтально-слоистой среде с одной границей (суммарный режим, длина 1.0 м, расстояние до приемника 0.6 м)

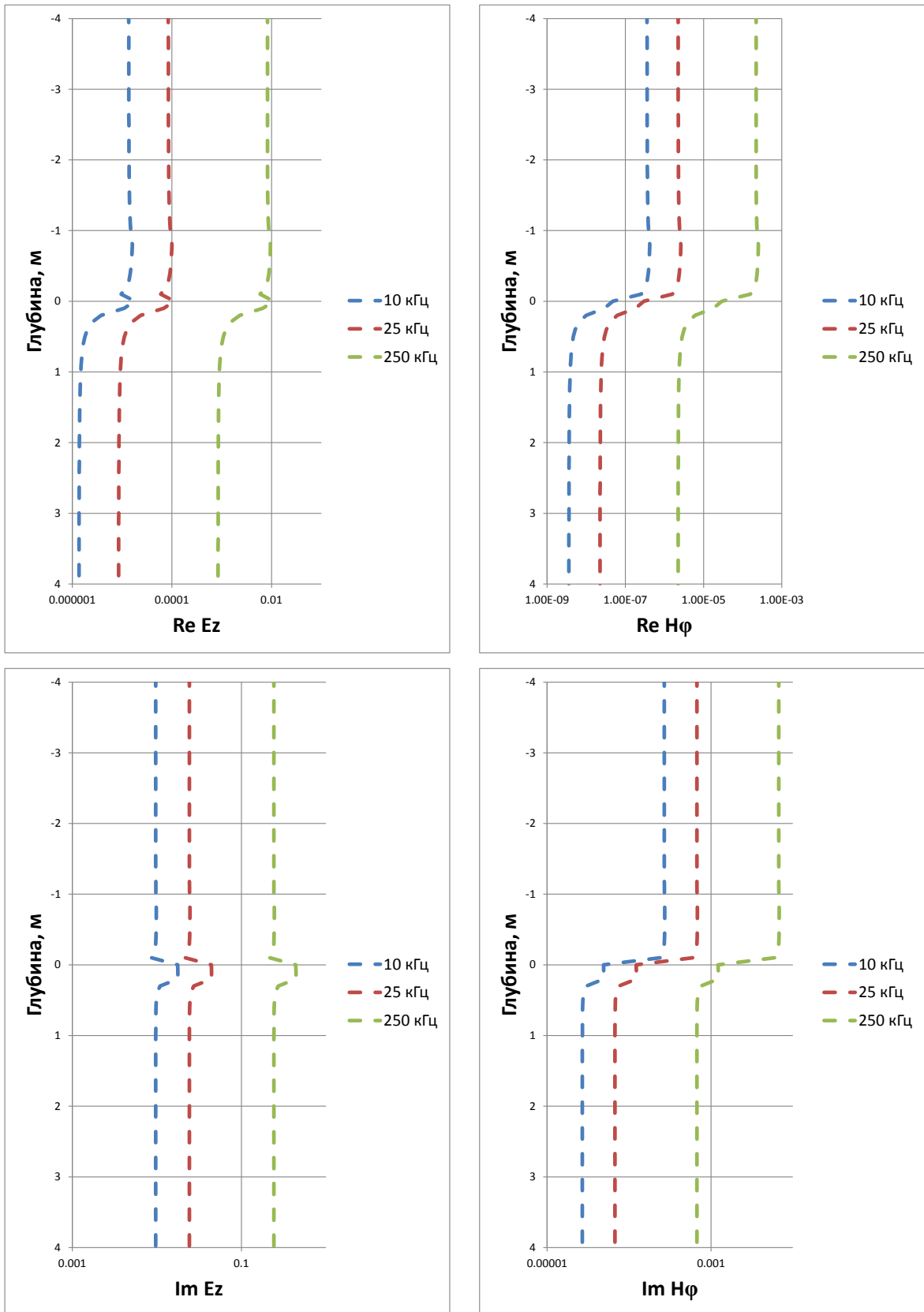


Рисунок 2.14 – Сигналы в горизонтально-слоистой среде с одной границей (дифференциальный режим, длина 1.0 м, расстояние до приемника 0.2 м)

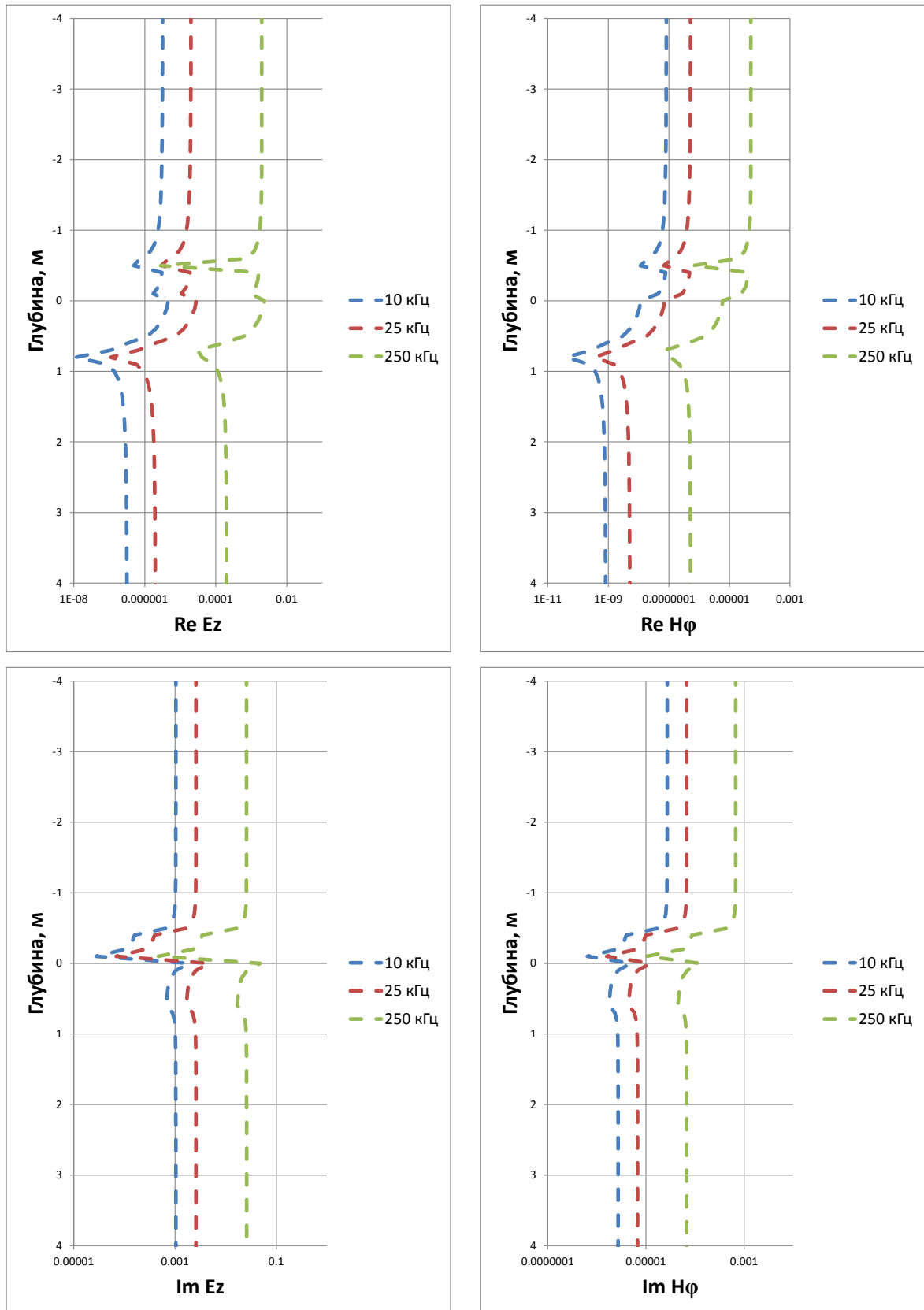


Рисунок 2.15 – Сигналы в горизонтально-слоистой среде с одной границей (дифференциальный режим, длина 1.0 м, расстояние до приемника 0.6 м)

Профилирование двух геоэлектрических границ

Приведены результаты численного моделирования измеряемых сигналов в моделях с двумя горизонтальными границами. УЭС верхнего и нижнего полупространства – 1 Ом·м, пласта – 10 Ом·м. Мощности пластов 0.2 и 0.8 м. Представленные сигналы в целом отражают все основные особенности поведения сигналов, наблюдаемые и в других рассматриваемых моделях. Черными сплошными линиями отмечены границы пласта.

На рисунках 2.16 – 2.19 приведены сигналы трехкатушечного зонда в суммарном режиме. Из рисунка 2.16 следует, что по сигналам ReE_z и ReH_ϕ нижняя граница пласта малой толщины (0.2 м) проявляется в виде точек минимума; по ImH_ϕ – в самом центре диаграммы. Верхняя граница проявляется на сигналах не так локально. В свою очередь, на диаграмме ImE_z границы находятся между экстремумами. При расстоянии до измерительной катушки, равном 0.6 м (Рисунок 2.17), есть некоторые отличия. Наиболее существенные из них: обе границы достаточно хорошо идентифицируются по реальным составляющим, а также по сигналу ImE_z . При увеличении толщины пласта (Рисунки 2.18 – 2.20), сигналы ReE_z и ImE_z , особенно первый из них, в целом идентифицируют положение границ точнее и более однозначно, чем ReH_ϕ и ImH_ϕ .

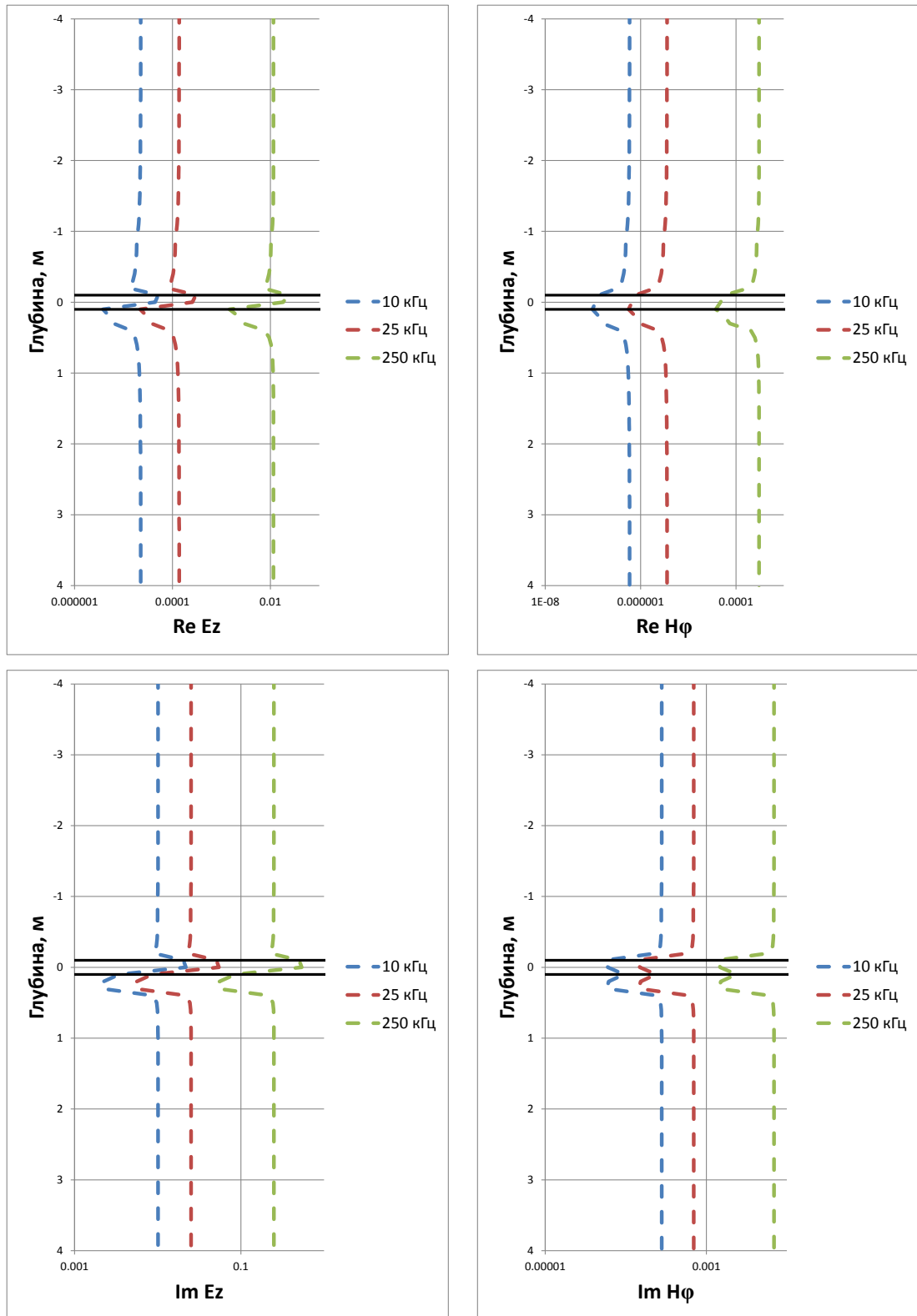


Рисунок 2.16 – Сигналы в горизонтально-слоистой среде с двумя границами (суммарный режим, длина 1.0 м, расстояние до приемника 0.2 м, толщина пласта 0.2 м)

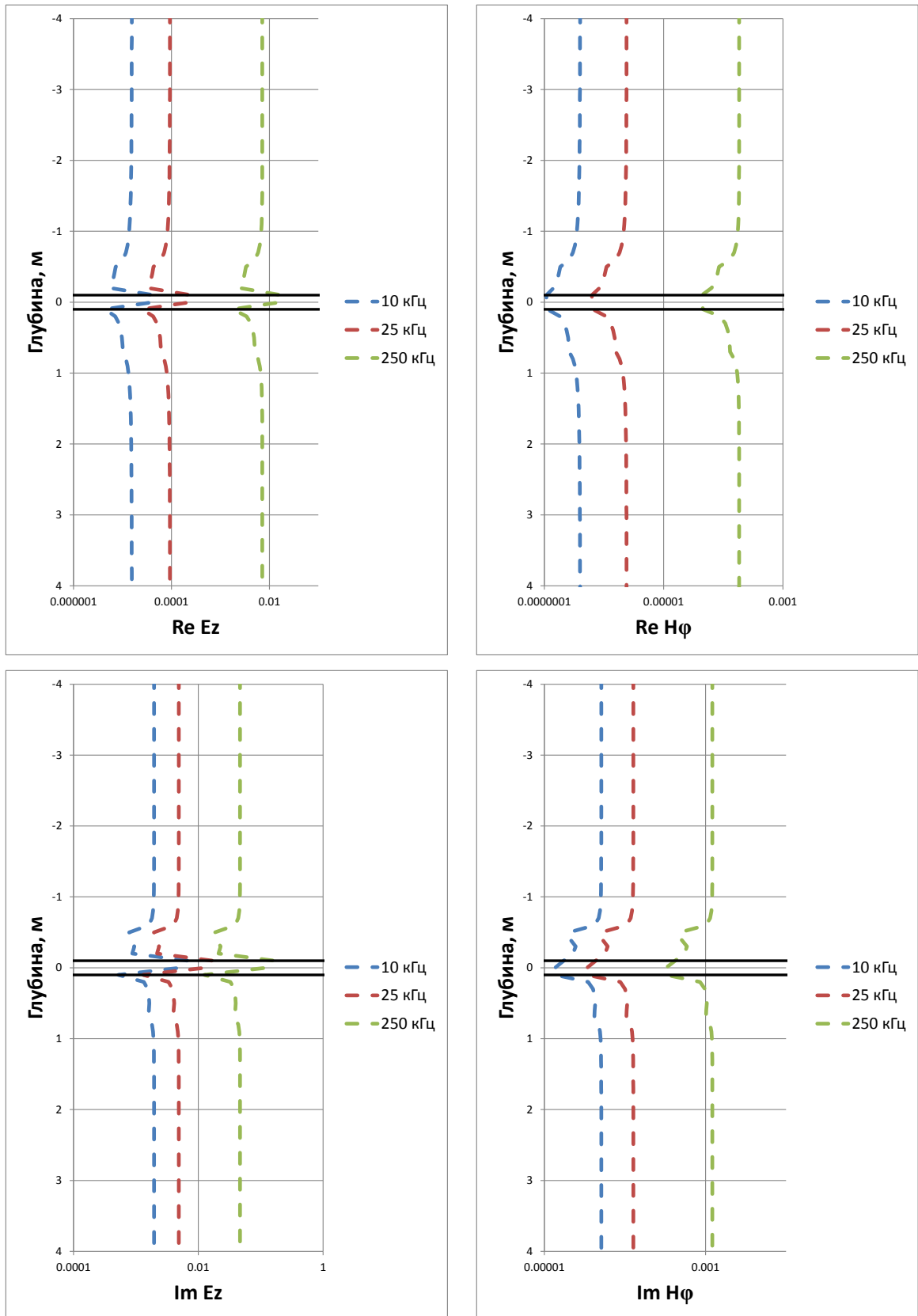


Рисунок 2.17 – Сигналы в горизонтально-слоистой среде с двумя границами (суммарный режим, длина 1.0 м, расстояние до приемника 0.6 м, толщина пласта 0.2 м)

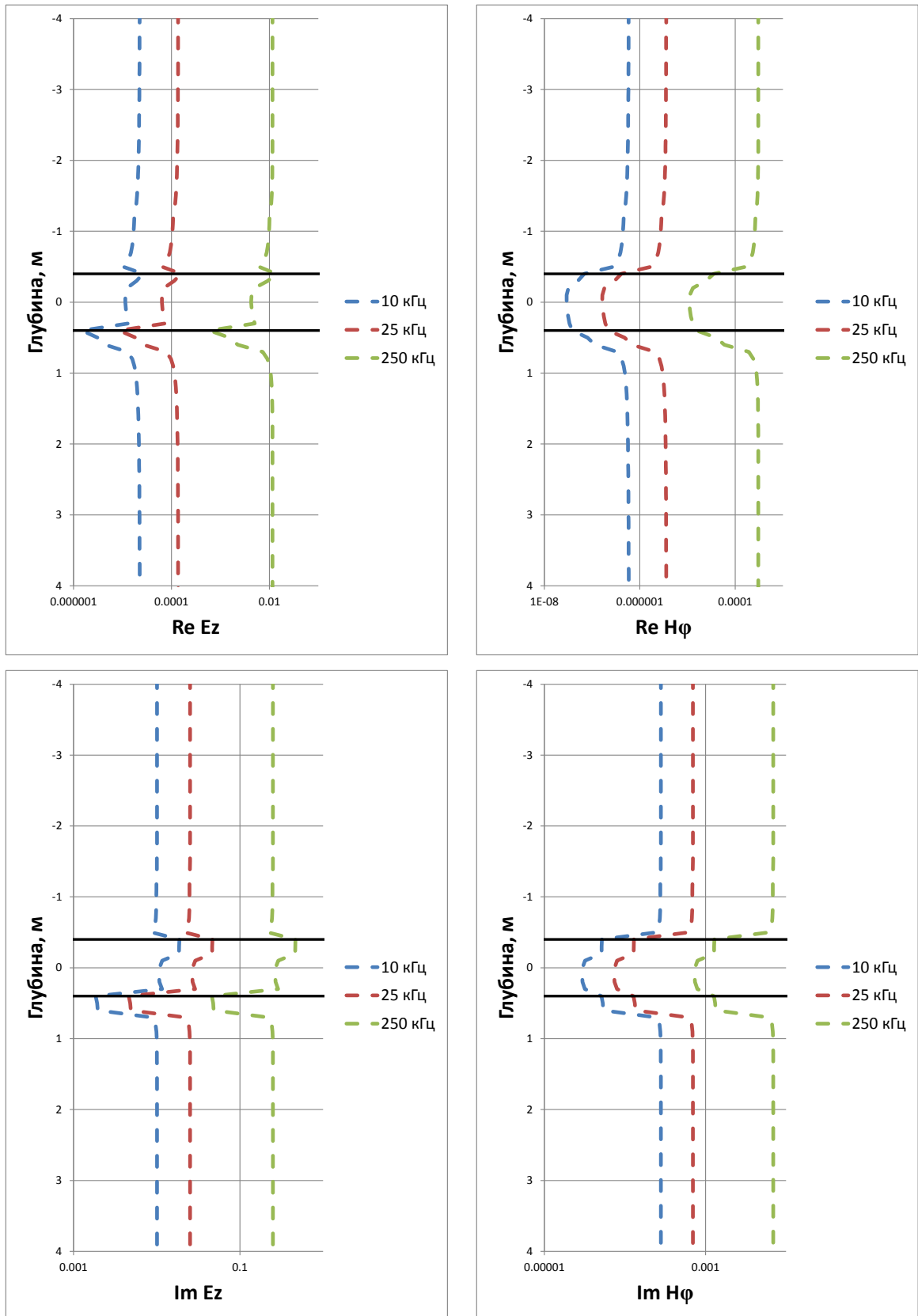


Рисунок 2.18 – Сигналы в горизонтально-слоистой среде с двумя границами (суммарный режим, длина 1.0 м, расстояние до приемника 0.2 м, толщина пласта 0.8 м)

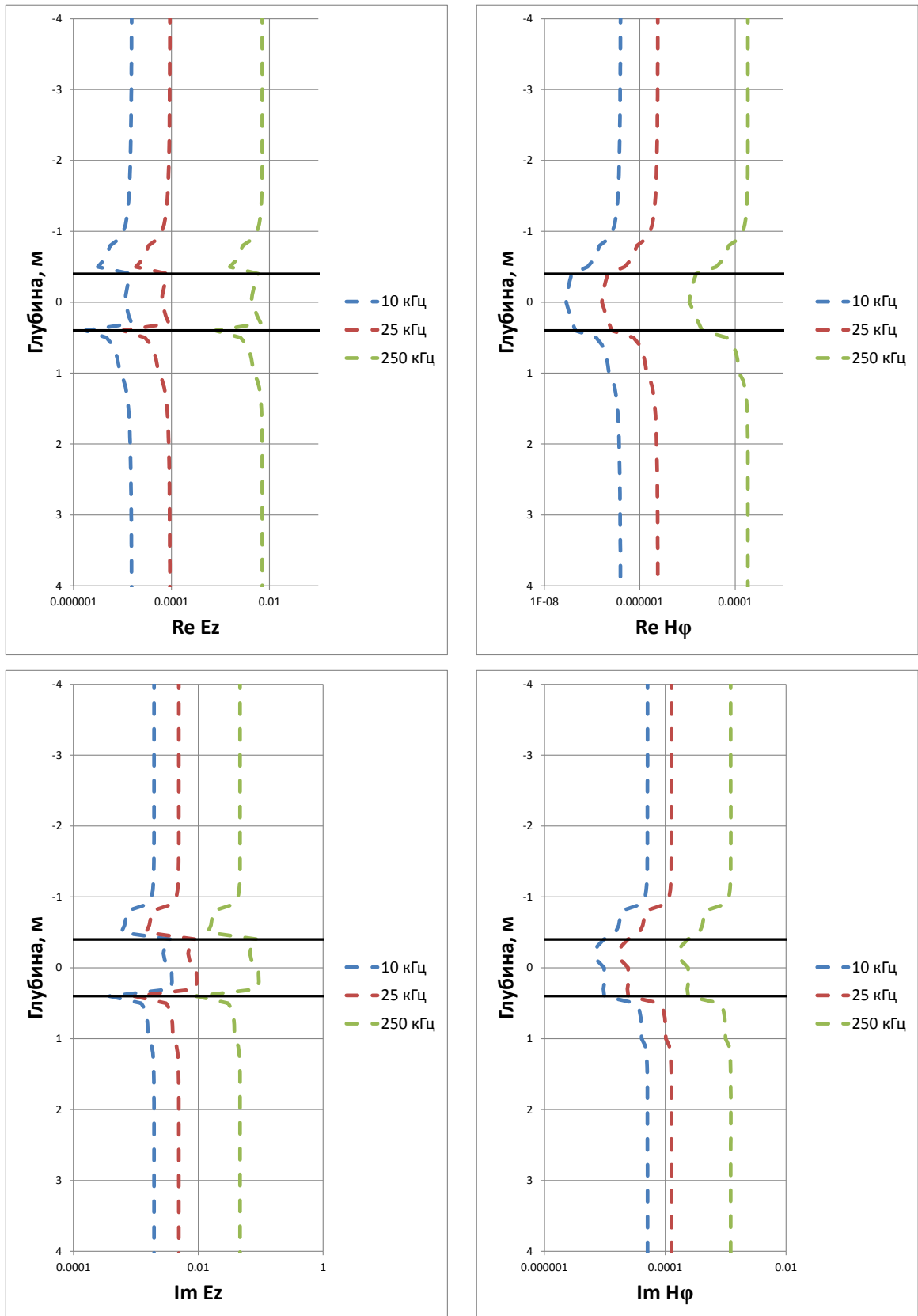


Рисунок 2.19 – Сигналы в горизонтально-слоистой среде с двумя границами (суммарный режим, длина 1.0 м, расстояние до приемника 0.6 м, толщина пласта 0.8 м)

В случае дифференциального режима (Рисунки 2.20 и 2.21) ситуация сходна с только что рассмотренной, но есть различия. Главные из них заключаются в возникновении на диаграммах дополнительных экстремумов, осложняющих сигнал и создающих эффект наличия «ложных» границ. Приведены кривые профилирования только для мощности пласта 0.8 м.

Отмеченное поведение диаграмм в горизонтально-слоистых моделях с двумя границами справедливо для всех используемых операционных частот. Существенным является то, что электромагнитные сигналы быстро выходят из области влияния границ. Так, в большинстве рассмотренных моделей это происходит на расстоянии не более 1 м от границы.

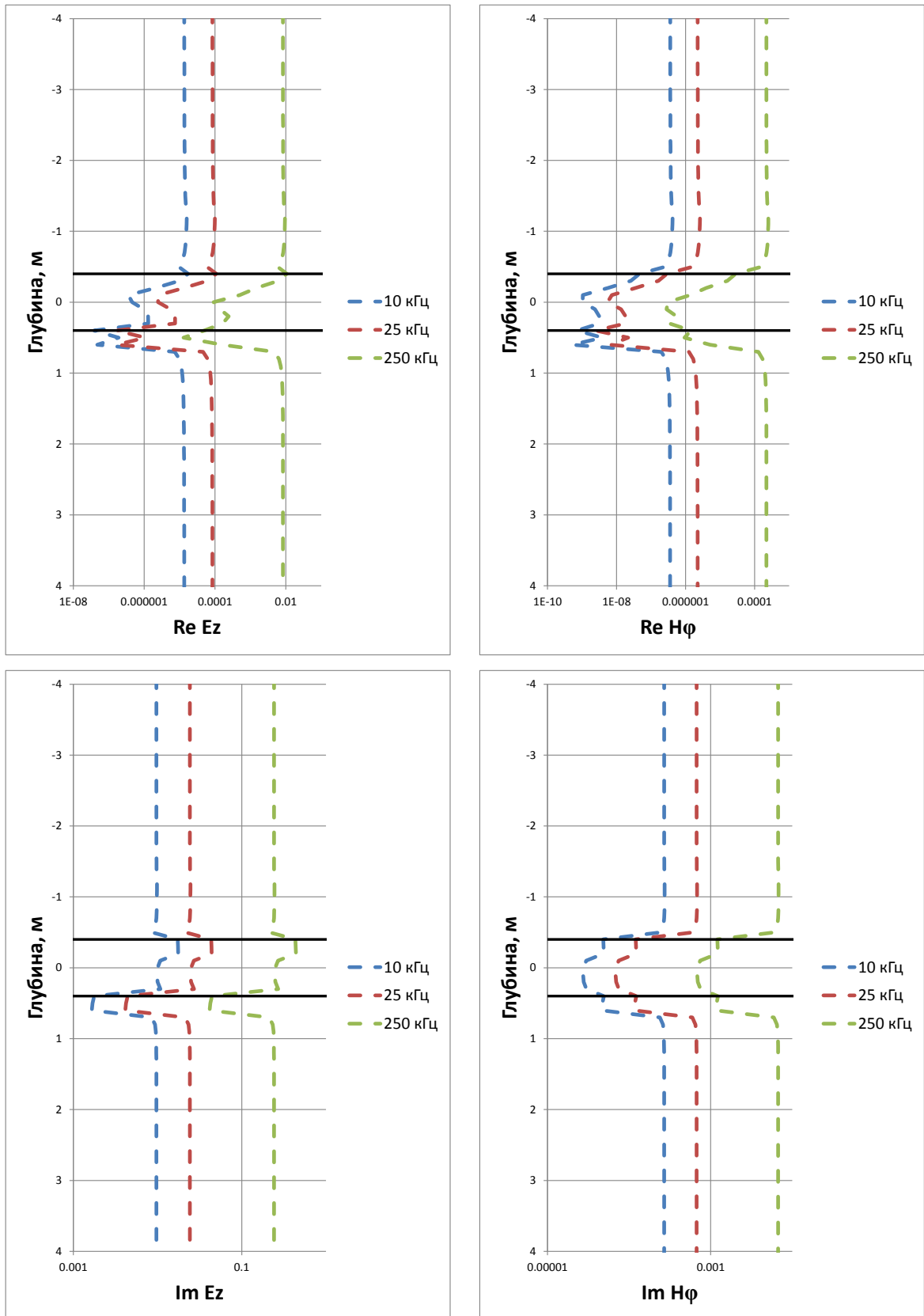


Рисунок 2.20 – Сигналы в горизонтально-слоистой среде с двумя границами (дифференциальный режим, длина 1.0 м, расстояние до приемника 0.2 м, толщина пласта 0.8 м)

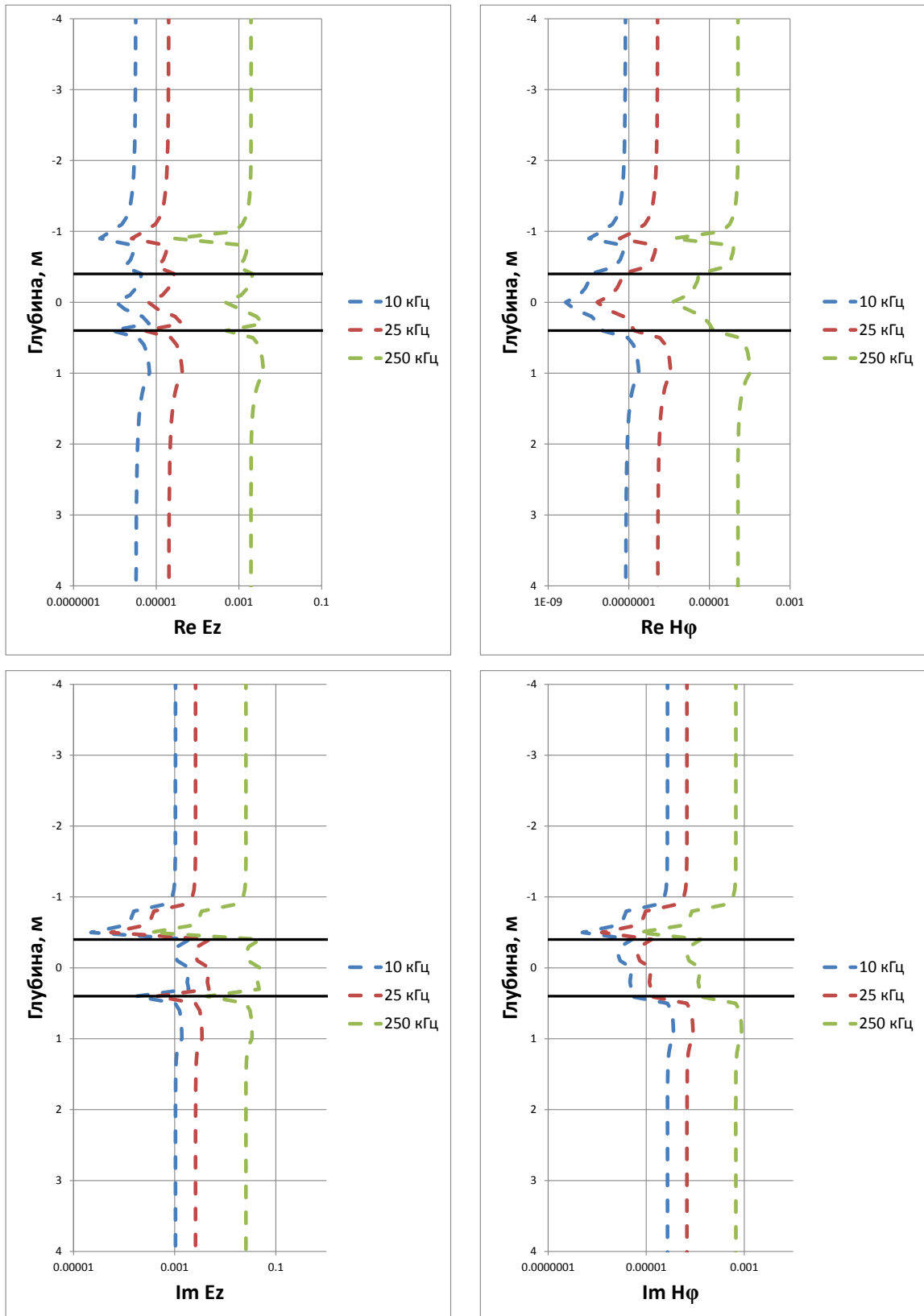


Рисунок 2.21 – Сигналы в горизонтально-слоистой среде с двумя границами (дифференциальный режим, длина 1.0 м, расстояние до приемника 0.6 м, толщина пласта 0.8 м)

Из анализа диаграмм в суммарном и дифференциальном режимах следует, что диаграммы суммарного режима больше отражают геоэлектрические условия пластов, а дифференциального – особенности перехода через границы.

Таким образом, границы проявляются на диаграммах различных измеряемых сигналов с высокой степенью достоверности. Используемые различные системы «возбуждения-наблюдения», реализуемые в разрабатываемом приборе, обуславливают многообразие поведения соответствующих электромагнитных сигналов в областях геоэлектрических границ. Диаграммы измеряемых сигналов характеризуются различными особенностями поведения и имеют преимущества относительно друг друга. Полный набор позволяет наиболее точно выявлять границы пластов и определять их положение.

Так, удастся построить такие трансформации, по которым границы определяются с высокой степенью достоверности. На рисунке 2.22 приведена амплитуда электрического поля и ее трансформация, по которой восстанавливаются положения границ. Трансформация представляет из себя разность амплитуд в симметрично расположенных катушках, нормированную на сигнал в центральной катушке. В действительности, для сложных вертикально неоднородных разрезов, трансформации суммарного и дифференциального режима сопоставляются, и границы расставляются при проявлении их на обеих диаграммах. Точность определения границ составляет 1 отсчет в пластах более 0.5 м.

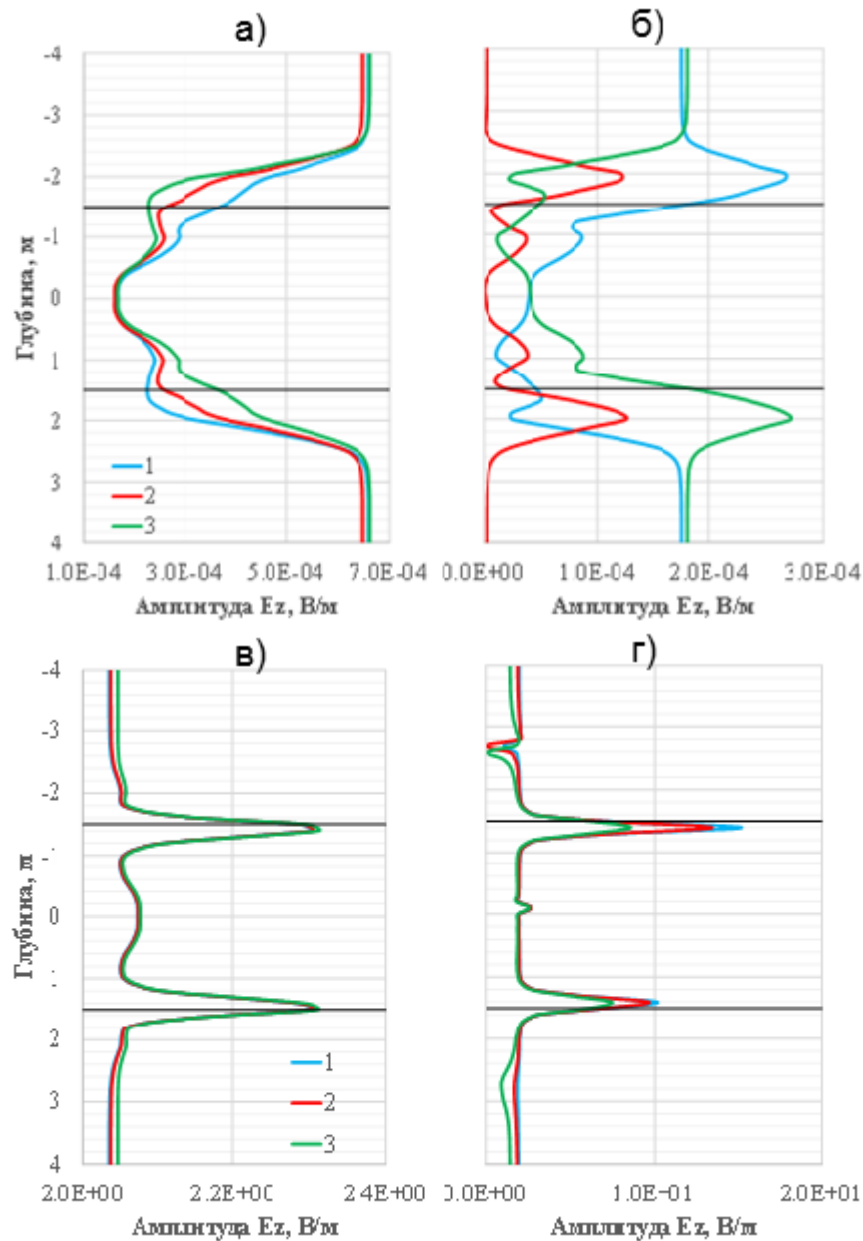


Рисунок 2.22 – Диаграммы суммарной (а) и дифференциальной (б) амплитуд электрического поля на частоте 100 кГц и трансформация поля (в, г) для мощности пласта 3 м. Шифр (а, б) – расстояние от генераторной до приемной катушки (1 – 0.25 м, 2 – 0.5 м, 3 – 0.75 м), (в, г) – операционная частота (1 – 50 кГц, 2 – 100 кГц, 3 – 250 кГц)

Выводы по разделам 2.3.3 и 2.3.4

Разработан базовый алгоритм компьютерного моделирования и анализа электромагнитных сигналов в горизонтально-слоистых средах с целью изучения вертикального профиля УЭС и создания алгоритмов выделения

границ пластов с помощью нового зонда с тороидальными катушками. Создана компьютерная программа для математического моделирования сигналов в горизонтально-слоистой среде.

Многообразие измеряемых сигналов, реализуемое в разрабатываемом приборе, обуславливает возможность построения таких трансформаций диаграмм, по которым границы определяются с высокой степенью достоверности.

2.4. Зонд диэлектрического каротажа для изучения частотного спектра электрофизических параметров геологической среды

Современной тенденцией в развитии аппаратурно-методического обеспечения электромагнитного каротажа является создание многочастотных, многоэлементных, многокомпонентных зондирующих установок.

ДК предназначен для исследования пространственного распределения диэлектрической проницаемости горных пород. Отечественная аппаратура диэлектрического каротажа разработана в 60 – 70-е годы прошлого столетия [Аксельрод, 1968]. Развитие теоретической и аппаратурной базы связано с индуктивным [Кауфман, Антонов, 1971] и волновым [Даев, Денисов, 1970; Брылкин, Дубман, 1972, 1979; Даев, Денисов, Костин, 1977] ДК, использующими мега- и гигагерцовый диапазоны частот соответственно.

В настоящее время в компаниях Schlumberger, Halliburton и Baker Hughes GE успешно используется аппаратура ДК в различных геологических условиях, где традиционные комплексы геофизических исследований и подходы к интерпретации недостаточно эффективны [Toumelin, Torres-Verdín, Bona, 2005; Formation properties ..., 2006; Dielectric dispersion ..., 2008; A modern microwave ..., 2010]. Наряду с аппаратурой ДК изучение диэлектрической проницаемости горных пород проводят по данным ЭМК в диапазоне частот от сотен килогерц до десятков мегагерц. При этом основные результаты интерпретации данных ЭМК связывают с выявлением эффекта

частотной дисперсии комплексной УЭП, определением ОДП для оценки характера насыщения пород-коллекторов и изучением глинистых отложений [Observation of large ..., 2006; Observations of large ..., 2007; Identifying potential ..., 2008; Аксельрод, 2007; Effective electromagnetic ..., 2013].

Для восстановления частотного спектра электрофизических параметров предлагается использовать широкий диапазон частот от 20 до 500 МГц, где влияние как УЭС, так и ОДП, на измеряемые электромагнитные сигналы значительно. Датчики прибора прижаты к стенке скважины для того, чтобы увеличить чувствительность измеренных данных к параметрам пласта, особенно на высоких частотах и в проводящем буровом растворе, где сигналы быстро затухают. Генераторная и приемные катушки расположены соосно скважине; в двух приемных катушках измеряется разность фаз и затухание амплитуды ЭДС (или магнитного поля). Длины зондов составляют от 0.1 до 0.8 м, база трехкатушечного зонда равна 0.2. Длины выбраны исходя из возможности технической реализации и с учетом минимально допустимого уровня ЭДС в приемных катушках.

Данная конструкция допускает следующие упрощения при моделировании: источник электромагнитного поля можно считать точечным магнитным диполем, вычисление электромагнитного поля для дальнейшей трансформации в разность фаз и затухание амплитуды можно также производить в точке, характеризующей положение измерительной катушки.

2.4.1. Решение прямой задачи в радиально неоднородной среде

Рассматривается задача о поле вертикального магнитного диполя, смещенного с оси скважины, в цилиндрически-слоистой среде [Nikitenko, Itskovich, Seryakov, 2016]. Диполь находится в первом слое (скважине), плотность тока в нем изменяется по закону $I(t) = I_0 e^{-i\omega t}$ (Рисунок 2.23).

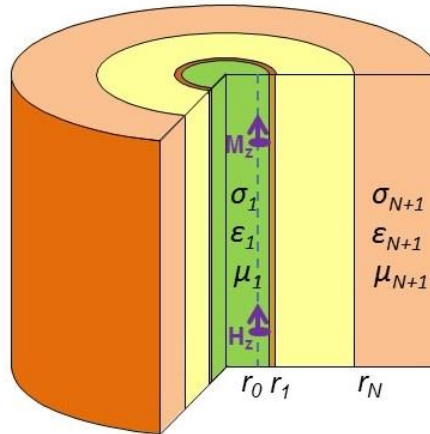


Рисунок 2.23 – Модель среды: цилиндрические слои имеют радиусы r_j , проводимости σ_j , диэлектрические проницаемости ϵ_j и магнитные проницаемости μ_j . Зонд $M_z H_z$ смещен с оси скважины, совпадающей с осью z цилиндрической или декартовой системы координат

Для решения задачи используется метод разделения переменных [Кауфман, Каганский, Кривошукский, 1974; Табаровский, 1975]. В первом слое с источником электромагнитное поле представляется в виде суммы нормального и аномального поля:

$$\begin{cases} \vec{E} = \vec{E}_1 + \vec{E}_0, \\ \vec{H} = \vec{H}_1 + \vec{H}_0. \end{cases} \quad (2.50)$$

Поля $\vec{E}_1, \vec{H}_1, \vec{E}_0, \vec{H}_0$, а также поля в j -том слое \vec{E}_j, \vec{H}_j подчиняются уравнениям Максвелла:

$$\begin{cases} \text{rot } \vec{H}_0 = \gamma_1 \vec{E}_0, \\ \text{rot } \vec{E}_0 = i\omega\mu_1 \vec{H}_0 - \vec{j}^\mu. \end{cases} \quad (2.51)$$

$$\begin{cases} \text{rot } \vec{H}_j = \gamma_j \vec{E}_j, \\ \text{rot } \vec{E}_j = i\omega\mu_j \vec{H}_j. \end{cases} \quad (2.52)$$

Здесь $\gamma_j = \sigma_j - i\omega\epsilon_j$ – комплексная проводимость, $\vec{j}^\mu = (0, 0, j_z^\mu)$ – магнитный ток:

$$j_z^\mu = -i\omega\mu_1 \cdot M_z \cdot U(P, P_0), \quad (2.53)$$

где $M_z = I_0 \cdot S \cdot n_t$ – момент диполя,

S – площадь генераторной катушки,

n_t – число ее витков,

$U(P, P_0)$ – функция источника,

$P_0 = (x_0, y_0, z_0)$ – координата источника,

$P = (x, y, z)$ – координата приемника.

На границах цилиндрических слоев тангенциальные компоненты электромагнитного поля непрерывны:

$$\left\{ \begin{array}{l} [E_{t1}^*]_{r=r_1} = -E_{t0}(r_1), \\ [H_{t1}]_{r=r_1} = -H_{t0}(r_1), \\ [E_{tj}^*]_{r=r_j} = 0, \\ [H_{tj}]_{r=r_j} = 0, \quad j = 2, N. \end{array} \right. \quad (2.54)$$

Индексом « t » обозначена φ - или z -компонента поля. Квадратные скобки в формуле (2.54) означают скачок функции. Уравнения (2.51) – (2.54), а также условия убывания поля на бесконечности и конечности поля на оси скважины однозначно определяют электромагнитное поле в произвольной точке модели среды.

Сначала будут определены аномальные поля \vec{E}_j, \vec{H}_j в предположении, что нормальные поля \vec{E}_0, \vec{H}_0 известны. Используется прямое и обратное преобразование Фурье по переменной z , определенное формулой (2.7), где переменной образа функции является λ .

Из уравнений (2.52) получается, что Фурье-трансформации тангенциальных компонент выражаются через Фурье-трансформации вертикальных компонент следующим образом:

$$\left\{ \begin{array}{l} E_{rj}^* = \frac{1}{p_j^2} \left(-i\lambda \frac{dE_{zj}^*}{dr} - \frac{i\omega\mu_j}{r} \frac{dH_{zj}^*}{d\varphi} \right), \\ E_{\varphi j}^* = \frac{1}{p_j^2} \left(i\omega\mu_j \frac{dH_{zj}^*}{dr} - \frac{i\lambda}{r} \frac{dE_{zj}^*}{d\varphi} \right), \\ H_{rj}^* = \frac{1}{p_j^2} \left(-i\lambda \frac{dH_{zj}^*}{dr} - \frac{\gamma_j}{r} \frac{dE_{zj}^*}{d\varphi} \right), \\ H_{\varphi j}^* = \frac{1}{p_j^2} \left(\gamma_j \frac{dE_{zj}^*}{dr} - \frac{i\lambda}{r} \frac{dH_{zj}^*}{d\varphi} \right), \end{array} \right. \quad (2.55)$$

$p_j^2 = \lambda^2 + k_j^2$, $k_j^2 = -i\omega\mu_j\gamma_j$, а последние подчиняются уравнениям:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left(r \frac{dE_{zj}^*}{dr} \right) + \frac{1}{r^2} \frac{d^2 E_{zj}^*}{d\varphi^2} - p_j^2 E_{zj}^* = 0, \\ \frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left(r \frac{dH_{zj}^*}{dr} \right) + \frac{1}{r^2} \frac{d^2 H_{zj}^*}{d\varphi^2} - p_j^2 H_{zj}^* = 0. \end{array} \right. \quad (2.56)$$

Уравнения (2.54) преобразуются к виду

$r = r_1$:

$$\left\{ \begin{array}{l} \left[E_{zj}^* \right]_{r=r_1} = -E_{z0}^*, \\ \left[H_{zj}^* \right]_{r=r_1} = -H_{z0}^*, \\ \left[\frac{1}{p_j^2} \left(i\omega\mu_j \frac{dH_{zj}^*}{dr} - \frac{i\lambda}{r} \frac{dE_{zj}^*}{d\varphi} \right) \right]_{r=r_1} = -\frac{1}{p_1^2} \left(i\omega\mu_1 \frac{dH_{z0}^*}{dr} - \frac{i\lambda}{r} \frac{dE_{z0}^*}{d\varphi} \right), \\ \left[\frac{1}{p_j^2} \left(\gamma_j \frac{dE_{zj}^*}{dr} - \frac{i\lambda}{r} \frac{dH_{zj}^*}{d\varphi} \right) \right]_{r=r_1} = -\frac{1}{p_1^2} \left(\gamma_1 \frac{dE_{z0}^*}{dr} - \frac{i\lambda}{r} \frac{dH_{z0}^*}{d\varphi} \right). \end{array} \right. \quad (2.57)$$

$r = r_j, j = 2, N$:

$$\left\{ \begin{array}{l} \left[E_{zj}^* \right]_{r=r_j} = 0, \\ \left[H_{zj}^* \right]_{r=r_j} = 0, \\ \left[\frac{1}{p_j^2} \left(i\omega\mu_j \frac{dH_{zj}^*}{dr} - \frac{i\lambda}{r} \frac{dE_{zj}^*}{d\varphi} \right) \right]_{r=r_j} = 0, \\ \left[\frac{1}{p_j^2} \left(\gamma_j \frac{dE_{zj}^*}{dr} - \frac{i\lambda}{r} \frac{dH_{zj}^*}{d\varphi} \right) \right]_{r=r_j} = 0. \end{array} \right. \quad (2.58)$$

Поля E_{zj}^*, H_{zj}^* и E_{z0}^*, H_{z0}^* разлагаются в ряды по угловой координате:

$$\left\{ \begin{array}{l} E_{zj}^* = \sum_{n=0}^{\infty} (e_{nj}^c \cos n\bar{\varphi} + e_{nj}^s \sin n\bar{\varphi}), \\ H_{zj}^* = \sum_{n=0}^{\infty} (h_{nj}^c \cos n\bar{\varphi} + h_{nj}^s \sin n\bar{\varphi}), \\ E_{z0}^* = \sum_{n=0}^{\infty} (e_{n0}^c \cos n\bar{\varphi} + e_{n0}^s \sin n\bar{\varphi}), \\ H_{z0}^* = \sum_{n=0}^{\infty} (h_{n0}^c \cos n\bar{\varphi} + h_{n0}^s \sin n\bar{\varphi}). \end{array} \right. \quad (2.59)$$

Здесь и далее $\bar{\varphi} = \varphi - \varphi_0$,

$$x = r \cos \varphi, y = r \sin \varphi, x_0 = r_0 \cos \varphi_0, y_0 = r_0 \sin \varphi_0, R = \sqrt{r^2 + r_0^2 - 2rr_0 \cos \bar{\varphi}}.$$

Выражения (2.59) подставляются в формулы (2.56) – (2.58), откуда получаются следующие уравнения, определяющие неизвестные функции $e_{nj}^{c,s}, h_{nj}^{c,s}$ (угловые гармоники):

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left(r \frac{de_{nj}^{c,s}}{dr} \right) - \left(\frac{n^2}{r^2} + p_j^2 \right) e_{nj}^{c,s} = 0, \\ \frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left(r \frac{dh_{nj}^{c,s}}{dr} \right) - \left(\frac{n^2}{r^2} + p_j^2 \right) h_{nj}^{c,s} = 0. \end{array} \right. \quad (2.60)$$

$$\left\{ \begin{aligned} \left[e_{nj}^{c,s} \right]_{r=r_1} &= -e_{n0}^{c,s}, \\ \left[h_{nj}^{c,s} \right]_{r=r_1} &= -h_{n0}^{c,s}, \\ \left[\frac{1}{p_j^2} \left(i\omega\mu_j \frac{dh_{nj}^{c,s}}{dr} \mp \frac{i\lambda n}{r} e_{nj}^{s,c} \right) \right]_{r=r_1} &= -\frac{1}{p_1^2} \left(i\omega\mu_1 \frac{dh_{n0}^{c,s}}{dr} \mp \frac{i\lambda n}{r} e_{n0}^{s,c} \right), \\ \left[\frac{1}{p_j^2} \left(\gamma_j \frac{de_{nj}^{c,s}}{dr} \mp \frac{i\lambda n}{r} h_{nj}^{s,c} \right) \right]_{r=r_1} &= -\frac{1}{p_1^2} \left(\gamma_1 \frac{de_{n0}^{c,s}}{dr} \mp \frac{i\lambda n}{r} h_{n0}^{s,c} \right). \end{aligned} \right. \quad (2.61)$$

$$\left\{ \begin{aligned} \left[e_{nj}^{c,s} \right]_{r=r_j} &= 0, \\ \left[h_{nj}^{c,s} \right]_{r=r_j} &= 0, \\ \left[\frac{1}{p_j^2} \left(i\omega\mu_j \frac{dh_{nj}^{c,s}}{dr} \mp \frac{i\lambda n}{r} e_{nj}^{s,c} \right) \right]_{r=r_j} &= 0, \\ \left[\frac{1}{p_j^2} \left(\gamma_j \frac{de_{nj}^{c,s}}{dr} \mp \frac{i\lambda n}{r} h_{nj}^{s,c} \right) \right]_{r=r_j} &= 0, \quad j = 2, N. \end{aligned} \right. \quad (2.62)$$

Решение уравнений (2.60) есть линейная комбинация модифицированных функций Бесселя [Градштейн, Рыжик, 1962]:

$$\left\{ \begin{aligned} e_{nj}^{c,s} &= C_{nj}^{c,s} I_n(p_j r) + P_{nj}^{c,s} K_n(p_j r), \\ h_{nj}^{c,s} &= D_{nj}^{c,s} I_n(p_j r) + Q_{nj}^{c,s} K_n(p_j r), \quad \text{Re } p_j > 0. \end{aligned} \right. \quad (2.63)$$

С учетом условий $E_{z1}^*, H_{z1}^* \Big|_{r \rightarrow 0} \rightarrow 0$ и $E_{z_{N+1}}^*, H_{z_{N+1}}^* \Big|_{r \rightarrow \infty} \rightarrow 0$ следующие коэффициенты обращаются в ноль: $P_1^{c,s} = Q_1^{c,s} = C_{N+1}^{c,s} = D_{N+1}^{c,s} = 0$. Оставшиеся коэффициенты $C_{nj}^{c,s}, D_{nj}^{c,s}, j=1, N$ и $P_{nj}^{c,s}, Q_{nj}^{c,s}, j=2, N+1$ могут быть определены из граничных условий (2.61) и (2.62). Способ определения угловых гармоник для нормального поля $e_{n0}^{c,s}, h_{n0}^{c,s}$, входящих в граничные условия, следующий.

Функция источника из уравнения (2.51) записывается в виде:

$$U(P, P_0) = \delta(x - x_0) \delta(y - y_0) \delta(z - z_0).$$

К уравнению (2.51) применяется преобразование Фурье по всем координатам, в результате чего получается алгебраическое уравнение для $H_{z_0}^+$, в то время как $E_{z_0}^+ = 0$. Обратное преобразование Фурье по координатам (x, y) для полученного выражения для магнитного поля $H_{z_0}^+$ и разложение в ряд определенного таким образом $H_{z_0}^*$ дает:

$$\begin{cases} h_{n0}^c = -\frac{e^{-i\lambda z_0}}{2\pi} \cdot l_n \cdot p_1^2 \cdot M_z \cdot I_n(p_1 r_0) K_n(p_1 r), & l_0 = 1, l_n = 2, n \neq 0, \\ h_{n0}^s = 0, \\ e_{n0}^{c,s} = 0. \end{cases} \quad (2.64)$$

С учетом представления (2.64) $C_{nj}^c = D_{nj}^s = 0, j = 1, N$ и $P_{nj}^c = Q_{nj}^s = 0, j = 2, N + 1$.

Чтобы определить ненулевые коэффициенты, используется уравнение (2.63), а (2.61) и (2.62) представляются в матричной форме:

$$\begin{aligned} \vec{X} &= \hat{V} \vec{\psi}_{N+1}, \\ \hat{V} &= \hat{W}_1^{-1}(r_1) \hat{W}_2(r_1) \hat{W}_2^{-1}(r_2) \hat{W}_3(r_2) \dots \hat{W}_N^{-1}(r_N) \hat{W}_{N+1}[1, 2](r_N). \end{aligned} \quad (2.65)$$

$$\hat{W}_j(r) = \begin{bmatrix} K_n(p_j r) & 0 & I_n(p_j r) & 0 \\ 0 & K_n(p_j r) & 0 & I_n(p_j r) \\ -\alpha_j K_n(p_j r) & \beta_j K_n'(p_j r) & -\alpha_j I_n(p_j r) & \beta_j I_n'(p_j r) \\ \varsigma_j K_n'(p_j r) & \alpha_j K_n(p_j r) & \varsigma_j I_n'(p_j r) & \alpha_j I_n(p_j r) \end{bmatrix}, \quad (2.66)$$

$$\hat{W}_j^{-1}(r) = p_j r \cdot \begin{bmatrix} I_n'(p_j r) & \frac{\alpha_j}{\varsigma_j} I_n(p_j r) & 0 & -\frac{1}{\varsigma_j} I_n(p_j r) \\ -\frac{\alpha_j}{\beta_j} I_n(p_j r) & I_n'(p_j r) & -\frac{1}{\beta_j} I_n(p_j r) & 0 \\ -K_n'(p_j r) & -\frac{\alpha_j}{\varsigma_j} K_n(p_j r) & 0 & \frac{1}{\varsigma_j} K_n(p_j r) \\ \frac{\alpha_j}{\beta_j} K_n(p_j r) & -K_n'(p_j r) & \frac{1}{\beta_j} K_n(p_j r) & 0 \end{bmatrix}. \quad (2.67)$$

$$\alpha_j = \frac{i\lambda n}{p_j^2 r}, \beta_j = \frac{i\omega\mu_j}{p_j}, \varsigma_j = \frac{\gamma_j}{p_j}.$$

$\hat{W}_{N+1}[1, 2]$ – это первый и второй столбцы матрицы \hat{W}_{N+1} .

$$\vec{\psi}_{N+1} = \begin{bmatrix} P_{nN+1}^s \\ Q_{nN+1}^c \end{bmatrix}, \quad \vec{X} = \begin{bmatrix} 0 \\ -M_z \frac{p_1^2}{\pi} I_n(p_1 r_0) \\ C_{n1}^s \\ D_{n1}^c \end{bmatrix}.$$

Множитель $e^{-i\lambda z_0}$ учтен в окончательном выражении (2.69).

Из уравнений (2.65) с использованием (2.66) и (2.67) определяются неизвестные коэффициенты D_{n1}^c , а соотношения (2.59) и (2.63) дают выражение для Фурье-трансформации магнитного поля в первом слое:

$$H_{z1}^* = \sum_{n=0}^{\infty} D_{n1}^c I_n(p_1 r) \cos n\bar{\varphi}. \quad (2.68)$$

Применяется обратное преобразование Фурье по переменной λ к магнитным полям H_{z1}^* и H_{z0}^* , а также используется четность подынтегральных функций, в результате чего получается:

$$H_z = H_{z0} + \frac{M_z}{\pi} \int_0^{\infty} \left(\sum_{n=0}^{\infty} D_{n1}^c I_n(p_1 r) \cos n\bar{\varphi} \right) \cos \lambda(z - z_0) d\lambda, \quad (2.69)$$

$$H_{z0} = \frac{M_z e^{-k_1 \bar{R}}}{2\pi \bar{R}^3} \left[1 + k_1 \bar{R} - \frac{R^2}{\bar{R}^2} \left(3 + 3k_1 \bar{R} + (k_1 \bar{R})^2 \right) \right], \quad \bar{R}^2 = R^2 + (z - z_0)^2, \quad \text{Re} k_j > 0.$$

Численная реализация

Решение проблемы численной реализации полученного решения прямой задачи является ключевым моментом при создании компьютерной программы для моделирования электромагнитных сигналов поскольку при этом учитываются возможности современных компьютеров с одной стороны и, с другой стороны, увеличивается скорость численного моделирования.

Нормировка

Чтобы предотвратить экспоненциальный рост/убывание модифицированных функций Бесселя $I_n(z)$, $K_n(z)$, и таким образом обеспечить устойчивость вычислений для больших значений аргумента, используется следующая нормировка:

$$\begin{cases} I_n(z) = \bar{I}_n(z) \cdot e^z, \\ K_n(z) = \bar{K}_n(z) \cdot e^{-z}. \end{cases} \quad (2.70)$$

Матрицы (2.66) и (2.67) представляются в нормированном виде:

$$\begin{cases} \hat{W}_j^{-1}(r_j) = \begin{bmatrix} e^{p_j r_j} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & e^{p_j r_j} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & e^{-p_j r_j} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & e^{-p_j r_j} \end{bmatrix} \cdot \hat{W}_j^{-1}(r_j), & j=1, N, \\ \hat{W}_j(r_{j-1}) = \hat{W}_j(r_{j-1}) \cdot \begin{bmatrix} e^{-p_j r_{j-1}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & e^{-p_j r_{j-1}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & e^{p_j r_{j-1}} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & e^{p_j r_{j-1}} \end{bmatrix}, & j=2, N+1. \end{cases} \quad (2.71)$$

Матрицы $\hat{W}_j, \hat{W}_j^{-1}$ содержат нормированные функции $\bar{I}_n(z), \bar{K}_n(z)$ вместо $I_n(z), K_n(z)$. Далее, для произведения $\hat{W}_j(r_{j-1}) \cdot \hat{W}_j^{-1}(r_j)$ и матрицы \hat{D}_j получаются выражения:

$$\begin{aligned} \hat{W}_j(r_{j-1}) \cdot \hat{W}_j^{-1}(r_j) &= \hat{W}_j(r_{j-1}) \cdot \hat{D}_j \cdot \hat{W}_j^{-1}(r_j) \cdot e^{p_j(r_j - r_{j-1})}, \\ \hat{D}_j &= \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & e^{-2p_j(r_j - r_{j-1})} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & e^{-2p_j(r_j - r_{j-1})} \end{bmatrix}, & j=2, N. \end{aligned}$$

С использованием обозначений

$$\hat{D}_1 = \begin{bmatrix} e^{p_1 r_1} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & e^{p_1 r_1} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & e^{-p_1 r_1} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & e^{-p_1 r_1} \end{bmatrix}, \quad \hat{D}_{N+1} = \begin{bmatrix} e^{-2p_{N+1} r_N} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & e^{-2p_{N+1} r_N} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}, \quad \text{уравнение (2.65)}$$

записывается в виде:

$$\vec{\bar{X}} = \vec{\hat{V}} \cdot \vec{\bar{\psi}}_{N+1}, \quad (2.72)$$

где

$$\begin{cases} \vec{\bar{X}} = \hat{D}_1^{-1} \cdot \vec{X}, \\ \hat{V} = \hat{W}_1^{-1}(r_1) \cdot \hat{W}_2(r_1) \cdot \hat{D}_2 \cdot \hat{W}_2^{-1}(r_2) \cdot \hat{W}_3(r_2) \cdot \hat{D}_3 \cdot \dots \cdot \hat{W}_N^{-1}(r_N) \cdot \hat{W}_{N+1}(r_N) \cdot \hat{D}_{N+1}, \\ \vec{\bar{\psi}}_{N+1} = e^{p_2(r_2-r_1)} \cdot \dots \cdot e^{p_N(r_N-r_{N-1})} e^{p_{N+1}r_N} \cdot \vec{\psi}_{N+1}. \end{cases} \quad (2.73)$$

Аналогично, с использованием представления $\vec{\bar{\psi}}_{N+1} = \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \end{bmatrix}$, получается

следующая система линейных уравнений:

$$\begin{cases} 0 &= \bar{V}_{11}y_1 + \bar{V}_{12}y_2, \\ A &= \bar{V}_{21}y_1 + \bar{V}_{22}y_2, \\ e^{p_1r_1}C_{n1}^s &= \bar{V}_{31}y_1 + \bar{V}_{32}y_2, \\ e^{p_1r_1}D_{n1}^c &= \bar{V}_{41}y_1 + \bar{V}_{42}y_2, \end{cases} \quad (2.74)$$

где $A = e^{-p_1r_1} \Pi_{n2} = -M_z \frac{p_1^2}{\pi} \bar{I}_n(p_1r_0) e^{-p_1(r_1-r_0)}$.

Из первого и второго уравнения системы (2.74) определяются y_1, y_2 :

$$\begin{cases} y_1 = -A \frac{\bar{V}_{12}}{\bar{V}_{11}\bar{V}_{22} - \bar{V}_{12}\bar{V}_{21}}, \\ y_2 = A \frac{\bar{V}_{11}}{\bar{V}_{11}\bar{V}_{22} - \bar{V}_{12}\bar{V}_{21}}, \end{cases}$$

а коэффициент D_{n1}^c определяется из четвертого уравнения как

$D_{n1}^c = e^{p_1r_1} A \frac{\bar{V}_{42}\bar{V}_{11} - \bar{V}_{41}\bar{V}_{12}}{\bar{V}_{11}\bar{V}_{22} - \bar{V}_{12}\bar{V}_{21}}$. В уравнении (2.68) множитель $D_{n1}^c I_n(p_1r)$ принимает

форму:

$$D_{n1}^c I_n(p_1r) = A \frac{\bar{V}_{42}\bar{V}_{11} - \bar{V}_{41}\bar{V}_{12}}{\bar{V}_{11}\bar{V}_{22} - \bar{V}_{12}\bar{V}_{21}} \bar{I}_n(p_1r) e^{-p_1(r_1-r_0)}. \quad (2.75)$$

Выведенные представления для матрицы \hat{V} , множителя $D_{n1}^c I_n(p_1r)$ и коэффициента A не содержат экспоненциально возрастающих сомножителей, которые представляют собой серьезное препятствие при организации численных расчетов.

Сходимость рядов

Сходимость ряда считается достигнутой, если каждый новый член ряда меняет его значение меньше, чем на какое-либо установленное малое значение. При суммировании необходимо учитывать затухание подынтегральной функции: на поздних пространственных частотах точность суммирования может понижаться. Необходимое для вычислений число членов ряда может меняться от одного, когда источник или приемник находятся на оси скважины, до большого числа (например, 100), когда и источник, и приемник приближаются к стенке скважины. В этом случае рекомендуется менять местами интегрирование и суммирование. При суммировании пространственных гармоник необходимое число членов ряда значительно сокращается.

Интегрирование

Чтобы обеспечить быстрое затухание подынтегральной функции, необходимо превратить осциллирующий фактор $\cos \lambda(z - z_0)$ в затухающий. Это может быть осуществлено при переходе к интегрированию в комплексной плоскости пространственной переменной λ [Табаровский, 1975]. Подынтегральное выражение $D_{n1}^c I_n(p_1 r)$ зависит от радикалов p_j ($p_j^2 = \lambda^2 + k_j^2$, $k_j^2 = -i\omega\mu_j\gamma_j = -i\omega\mu_j\sigma_j - \omega^2\mu_j\varepsilon_j$, $\text{Re } p_j > 0$, $\text{Re } k_j > 0$), которые имеют точки ветвления $p_j = 0$ в комплексной плоскости переменной λ . Точки ветвления $\lambda_j = (\lambda_{xj}, \lambda_{yj})$ определяются с помощью следующих соотношений:

$$\begin{cases} \lambda_{xj} = \text{Re } \lambda_j = -\text{Im } k_j = \sqrt{\frac{\omega^2\mu_j\varepsilon_j + \sqrt{(\omega^2\mu_j\varepsilon_j)^2 + (\omega\mu_j\sigma_j)^2}}{2}}, \\ \lambda_{yj} = \text{Im } \lambda_j = \text{Re } k_j = \sqrt{\frac{-\omega^2\mu_j\varepsilon_j + \sqrt{(\omega^2\mu_j\varepsilon_j)^2 + (\omega\mu_j\sigma_j)^2}}{2}}. \end{cases} \quad (2.76)$$

Разрез, разделяющий листы Римановой поверхности, представляет из себя полугиперболу в комплексной плоскости переменной λ с началом в точке ветвления:

$$\begin{cases} 2\lambda_{xj}\lambda_{yj} = \omega\mu_j\sigma_j, \\ \lambda_{xj} \leq \sqrt{\lambda_{yj}^2 + \omega^2\mu_j\varepsilon_j}. \end{cases} \quad (2.77)$$

Чем больше диэлектрическая проницаемость ε_j , тем ближе точка ветвления подходит к вещественной оси интегрирования λ_x . Для наглядности точки ветвления и разрезы Римановой поверхности изображены на рисунке 2.24.

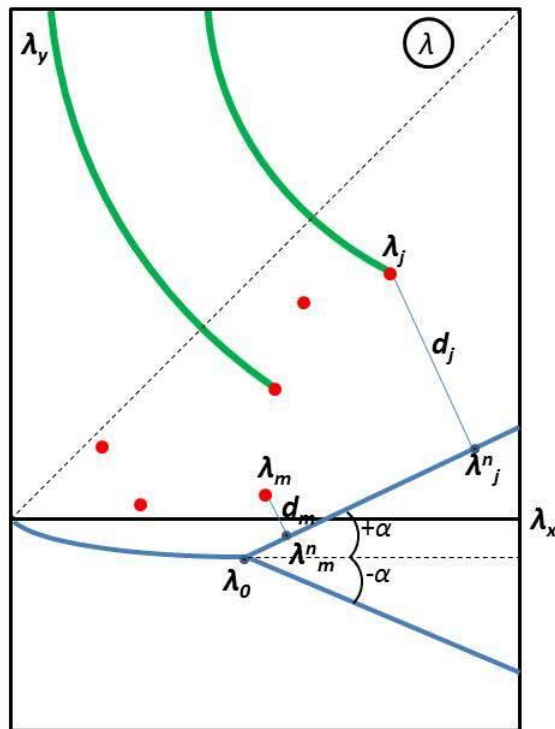


Рисунок 2.24 – Комплексная плоскость переменной λ . Шесть точек ветвления λ_j показаны красным цветом, разрезы Римановой поверхности (только два из шести) – зеленым, путь интегрирования – синим

Путь интегрирования необходимо выбрать таким образом, чтобы он не пересекал разрезов и не пролегал в окрестности точек ветвления, поскольку поведение подынтегральной функции вблизи точек ветвления становится

нерегулярным. Исходя из данных требований, выбирается следующий путь интегрирования.

Первый участок пути является частью параболы, выходящей из точки $\lambda = (0, 0)$ и заканчивающейся в точке $\lambda_0 = (\lambda_{x0}, \lambda_{y0})$, которая является вершиной параболы. Путь затем распадается на две полуоси, проходящими под углами $\pm \alpha$ относительно вещественной оси λ_x . Координата $\lambda_{y0} = d_0$ задается фиксированным малым числом (0.2), в то время как λ_{x0} определяется минимальным расстоянием от любой точки ветвления до верхней полуоси. Пусть d_j – расстояние от точки ветвления до верхней полуоси, λ_j^n – проекция точки ветвления на полуось, d_m – минимальное расстояние, для которого соответствующая проекция λ_j^n больше, чем λ_{y0} : $d_m = \min\{d_j \mid \lambda_j^n > \lambda_{y0}\}$. Значение λ_{x0} выбирается так, что $d_m = d_{0m}$, где d_{0m} – фиксированное малое число (0.3). Построенный таким образом путь интегрирования не сильно удаляется от вещественной оси в начале, не пересекает разрезы и не приближается к точкам ветвления, обеспечивая затухание подынтегральной функции на полуосях.

Представим интеграл в выражении (2.69) в виде суммы:

$$I = \int_0^{\infty} F(\lambda) \cos \lambda(z - z_0) d\lambda = I_1 + I_2 + I_3. \quad (2.78)$$

Для отдельных слагаемых суммы имеем:

$$\begin{aligned} I_1 &= \int_0^{\lambda_0} F(\lambda) \cos \lambda(z - z_0) d\lambda = \\ &= \int_0^{\lambda_{x0}} F \left[\bar{\lambda} + i\lambda_{y0} \left(1 - \left(\frac{\bar{\lambda}}{\lambda_{x0}} - 1 \right)^2 \right) \right] \left(1 - i\lambda_{y0} \frac{2}{\lambda_{x0}} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\lambda_{x0}} - 1 \right) \right) \cos \lambda(z - z_0) d\bar{\lambda}. \end{aligned} \quad (2.79)$$

$$\begin{aligned}
I_2 + I_3 &= \int_{\lambda_0}^{\infty + \lambda_0} F(\lambda) \frac{e^{i\lambda(z-z_0)} + e^{-i\lambda(z-z_0)}}{2} d\lambda, \\
I_2 &= \frac{1}{2} \int_{\lambda_0}^{\infty + \lambda_0} F(\lambda) e^{i\lambda(z-z_0)} d\lambda, \\
I_3 &= \frac{1}{2} \int_{\lambda_0}^{\infty + \lambda_0} F(\lambda) e^{-i\lambda(z-z_0)} d\lambda.
\end{aligned} \tag{2.80}$$

Интегрирование в I_2 происходит по верхней полуоси, а в I_3 – по нижней. В таких условиях осциллирующий фактор $\cos \lambda(z - z_0)$ превращается в затухающий $e^{-tg\alpha(\bar{\lambda} - \lambda_{x0})}$:

$$\begin{cases}
I_2 = \frac{1+i \cdot tg\alpha}{2} e^{-\lambda_{y0}(z-z_0)} \int_{\lambda_{x0}}^{\infty} F[\bar{\lambda} + i(tg\alpha(\bar{\lambda} - \lambda_{x0}) + \lambda_{y0})] e^{i\bar{\lambda}(z-z_0)} e^{-tg\alpha(\bar{\lambda} - \lambda_{x0})} d\bar{\lambda}, \\
I_3 = \frac{1-i \cdot tg\alpha}{2} e^{\lambda_{y0}(z-z_0)} \int_{\lambda_{x0}}^{\infty} F[\bar{\lambda} + i(-tg\alpha(\bar{\lambda} - \lambda_{x0}) + \lambda_{y0})] e^{-i\bar{\lambda}(z-z_0)} e^{-tg\alpha(\bar{\lambda} - \lambda_{x0})} d\bar{\lambda}.
\end{cases} \tag{2.81}$$

Уравнения (2.78), (2.79) и (2.81) определяют усовершенствованное интегрирование в комплексной плоскости переменной λ с быстро затухающей подынтегральной функцией. В случае низких частот, когда $\sigma \gg \omega\varepsilon$, точки ветвления близки к лучу $\lambda_y = \lambda_x$ и далеки от вещественной оси λ_x . В этом случае интегрирование в I_1 (Уравнение (2.78)) можно упростить и выполнять вдоль вещественной оси λ_x :

$$I_1 = \int_0^{\lambda_0} F(\lambda) \cos \lambda(z - z_0) d\lambda, \tag{2.82}$$

где λ_0 – установленное число или ноль. Соответственно, интегралы I_2, I_3 (Уравнение (2.81)) преобразуются в

$$\begin{cases}
I_2 = \frac{1}{2} \int_{\lambda_0}^{\infty} F(\lambda) e^{i\lambda(z-z_0)} d\lambda = \frac{1+i \cdot tg\alpha}{2} \int_{\lambda_0}^{\infty} F[\bar{\lambda} + i \cdot tg\alpha(\bar{\lambda} - \lambda_0)] e^{i\bar{\lambda}(z-z_0)} e^{-tg\alpha(\bar{\lambda} - \lambda_0)} d\bar{\lambda}, \\
I_3 = \frac{1}{2} \int_{\lambda_0}^{\infty} F(\lambda) e^{-i\lambda(z-z_0)} d\lambda = \frac{1-i \cdot tg\alpha}{2} \int_{\lambda_0}^{\infty} F[\bar{\lambda} - i \cdot tg\alpha(\bar{\lambda} - \lambda_0)] e^{-i\bar{\lambda}(z-z_0)} e^{-tg\alpha(\bar{\lambda} - \lambda_0)} d\bar{\lambda}.
\end{cases} \tag{2.83}$$

Программа для оперативного моделирования данных диэлектрического каротажа

На основе вышеизложенного алгоритма была создана компьютерная программа 1.5D моделирования. Производительность вычислений зависит, главным образом, от значения эксцентриситета зонда (смещения с оси скважины) и количества слоев в модели среды: чем больше эксцентриситет и количество слоев, тем больше время вычислений. Для большинства практически значимых случаев, когда модель содержит 3 – 4 слоя, а смещение зонда в долях радиуса скважины не превосходит 0.7, время вычислений на 3.2-GHz процессоре меньше чем 0.05 с, с точностью 0.01 %. Эта характеристика программы важна при инверсии данных диэлектрического зонда оптимизационным методом.

Тестирование программы проводилось путем сравнения расчетов по программе 2.5D finite element (FE) code [Bespalov, 2002; Bespalov, Kuznetsov, Tabarovsky, 2013] и с помощью коммерческого пакета CST FE 3D code. Сравнение результатов вычислений представлено на рисунке 2.25, где зеленые кривые соответствуют 2.5D моделированию, синие – CST, красные – разработанной 1.5D программе. Для вычислений использовалась следующая модель среды. УЭС скважины – 200 Ом·м, ОДП – 10, УЭС пласта – 10 Ом·м, ОДП – 40, радиус скважины – 0.108 м. Длины трехкатушечного зонда – 0.2 и 0.14 м, частота 100 МГц, измеряемые сигналы – разности фаз и затухания амплитуд. Расхождение между программами 1.5D и 2.5D меньше 2 %, в то время как программа 1.5D быстрее, по крайней мере, в тысячу раз. Коммерческий пакет CST FE 3D code требует порядка 10 минут на одну частоту, а отличие от программы 1.5D возрастает до 4 % при увеличении эксцентриситета. Описание программы содержится в разделе 2.5.2.

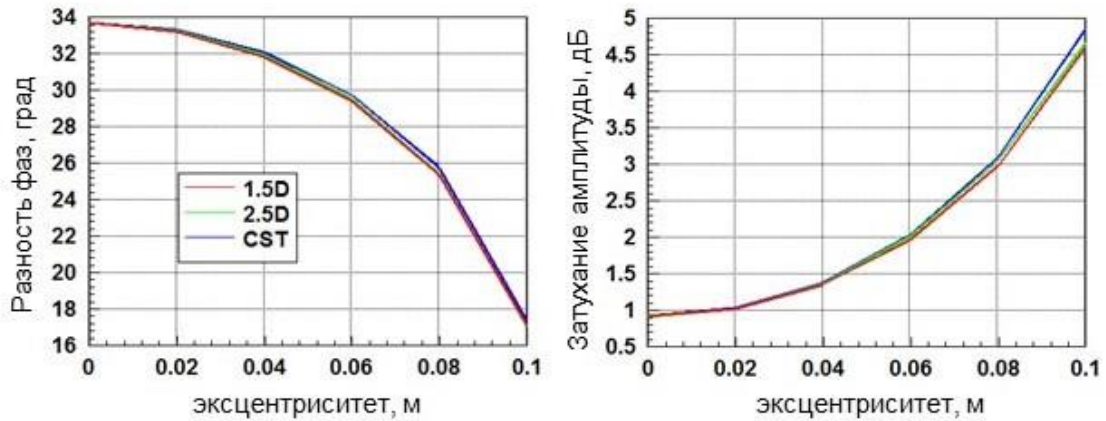


Рисунок 2.25 – Сравнение результатов моделирования сигналов по программам 1.5D, 2.5D и CST в зависимости от смещения зонда с центра скважины

2.4.2. Обоснование параметров зондирования

Моделирование сигналов показывает, как ведут себя электромагнитные сигналы в интересующем диапазоне значений электрофизических параметров, устанавливает чувствительность сигналов к изменению параметров, что обеспечивает в последующем возможность определения частотного спектра УЭС и ОДП в результате инверсии данных диэлектрического прибора [Глинских, Никитенко, 2018].

Для анализа поведения сигналов при изменении УЭС и ОДП выбрана модель среды «скважина-пласт». УЭС скважины $\rho_c = 2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, ОДП – $\varepsilon_c^* = 1$, радиус – $r_c = 0.108 \text{ м}$. Учитывая конечный размер катушек, при моделировании источник и приемник электромагнитного поля были расположены на расстоянии 1 см от стенки скважины. Численное моделирование проводилось с помощью программы «ЕссZZCyl» (раздел 2.5.2).

На рисунках приведены зависимости разности фаз (слева) и затухания амплитуд (справа) от УЭС и ОДП пласта для зонда 0.5 м на частотах 20 – 500 МГц. На низкой частоте 20 МГц (Рисунок 2.26) преобладает зависимость измеряемых сигналов от сопротивления, чувствительность к

диэлектрической проницаемости повышается при увеличении УЭС, особенно для разности фаз.

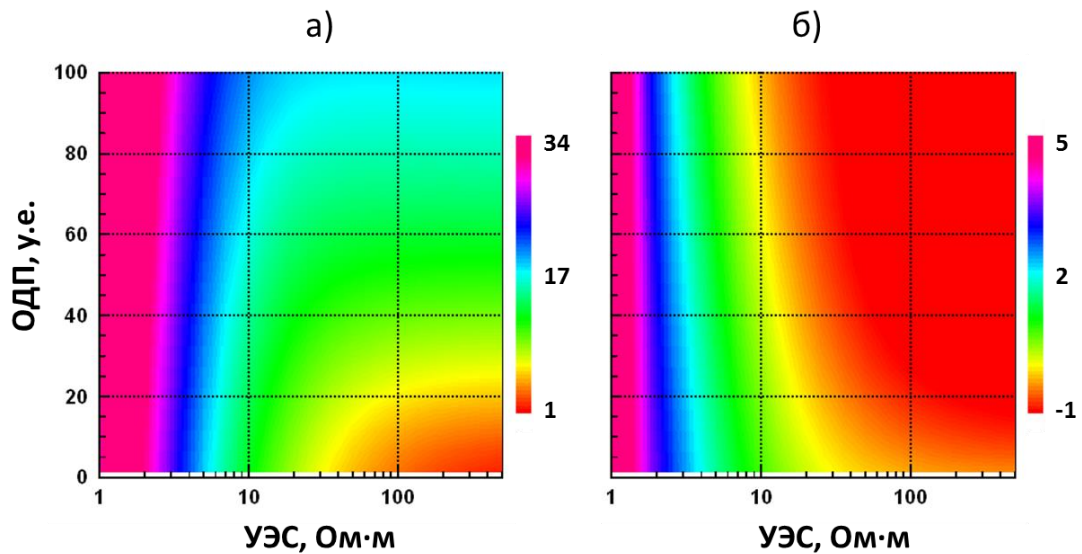


Рисунок 2.26 – Разность фаз (а) и затухание амплитуд (б) в зависимости от УЭС и ОДП пласта. Зонд 0.5 м, частота 20 МГц

На частоте 100 МГц (Рисунок 2.27) для сопротивлений меньше 10 Ом·м разность фаз зависит как от УЭС, так и от ОДП, при увеличении сопротивления зависимость от УЭС практически исчезает, исключая только малые значения ОДП. Для затухания амплитуд зависимость от УЭС и ОДП наблюдается во всем диапазоне параметров, но для высоких значений УЭС и ОДП – на фоне небольших отрицательных значений сигнала. Видимые артефакты (резкая смена цвета на рисунке, отражающая уровень сигнала) связаны с переходом значения ЭДС через ноль.

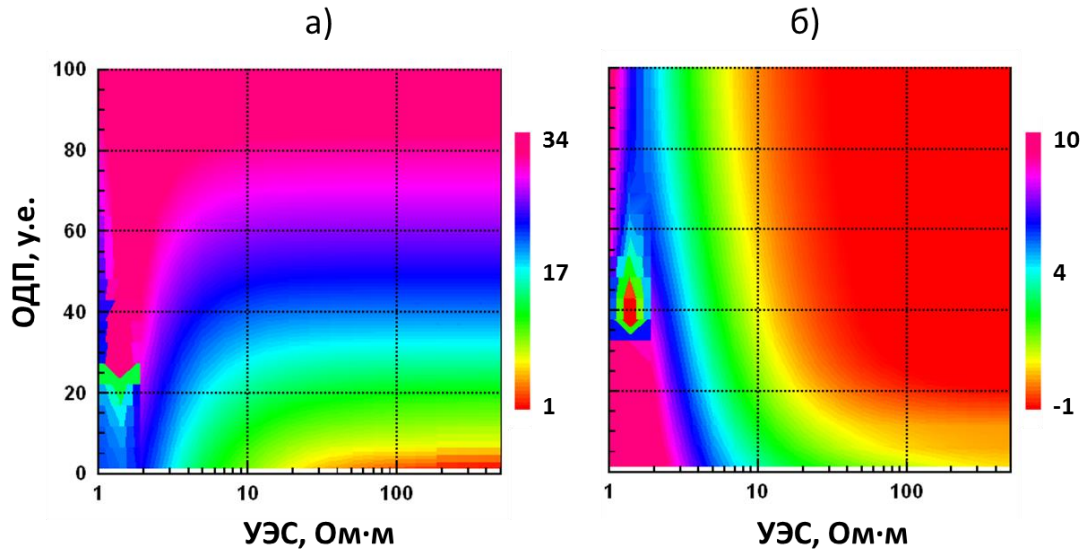


Рисунок 2.27 – Разность фаз (а) и затухание амплитуд (б) в зависимости от УЭС и ОДП пласта. Зонд 0.5 м, частота 100 МГц

На высокой частоте 500 МГц (Рисунок 2.28) зависимость разности фаз от УЭС еще более ослабевает. Затухание амплитуд чувствительно и к УЭС, и к ОДП. В целом на высоких частотах (100 – 500 МГц) разность фаз и затухание амплитуд ведут себя качественно по-разному, что видно при сравнении рисунков (а) и (б): разность фаз слабо зависит от сопротивления, а для амплитуды сохраняется зависимость от обоих параметров.

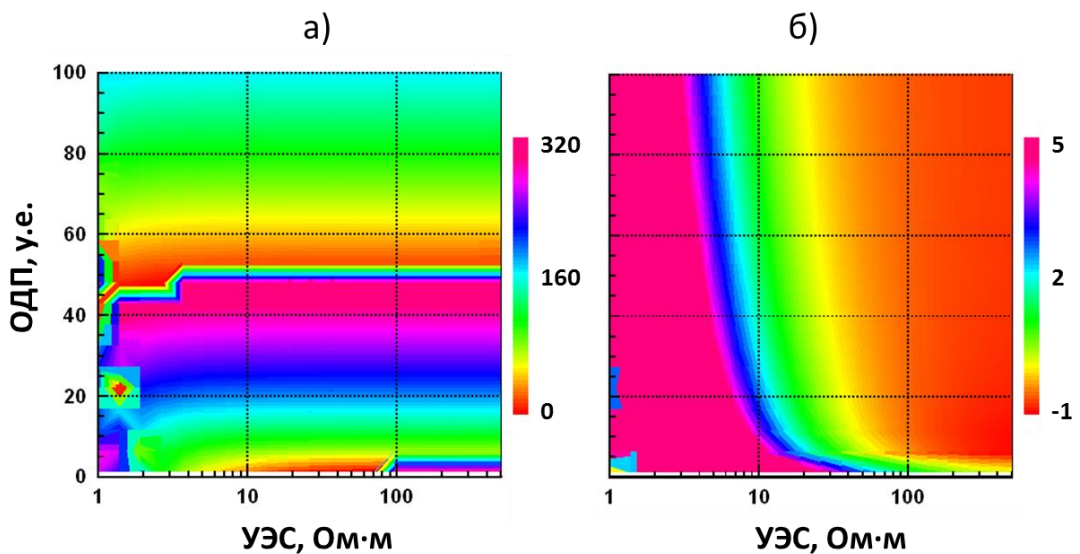


Рисунок 2.28 – Разность фаз (а) и затухание амплитуд (б) в зависимости от УЭС и ОДП пласта. Зонд 0.5 м, частота 500 МГц

При уменьшении длины зонда снижается уровень сигнала, а качественное поведение сигналов сохраняется и соответствует описанному выше. Также на высокой частоте количество переходов ЭДС через ноль сокращается – картина распределения уровня сигналов становится более гладкой. При увеличении длины зонда уровень сигналов увеличивается, на высокой частоте количество переходов ЭДС через ноль возрастает, а основные выводы о поведении сигналов остаются в силе.

Так как определение УЭС и ОДП происходит на одной частоте по измеренным разности фаз и затуханию амплитуд в нескольких трехкатушечных зондах, то возможно, целесообразно иметь больше рабочих частот (пять – восемь) в указанном диапазоне от 20 до 500 МГц для обеспечения устойчивости подбора электрофизических параметров с использованием сглаживания частотных спектров.

Таким образом, в выбранном частотном и геометрическом диапазоне конструктивных параметров прибора существует устойчивая зависимость измеряемых характеристик от электрофизических параметров пласта, пересекаемого скважиной. Разность фаз и затухание амплитуд демонстрируют качественно разное поведение, являясь таким образом, независимыми измерениями, что важно для надежной инверсии данных диэлектрического зонда.

Выводы по разделам 2.4.1 и 2.4.2

Для развития методов и создания новых приборов электромагнитных зондирований в скважинах выполнена разработка теоретической базы математического моделирования данных высокочастотного индукционного и диэлектрического каротажа, необходимая для установления возможностей его применения к изучению геологической среды, имеющей высокое значение удельного электрического сопротивления, характерного для флюидонасыщенных карбонатных и высокобитуминозных терригенных

коллекторов и глубокозалегающих юрских и палеозойских залежей. Разработаны быстрые программно-алгоритмические средства численного моделирования высокочастотных электромагнитных сигналов на основе полученного решения прямой задачи диэлектрического каротажа в рамках слоисто-однородных моделей сред. Проведенное масштабное моделирование и сравнительный анализ амплитудно-фазовых характеристик высокочастотного электромагнитного поля позволили установить их устойчивую зависимость от частотного спектра электрофизических параметров в широком диапазоне частот от 20 до 500 МГц. Расчетами показано, что на измеряемые электромагнитные сигналы значительное влияние оказывает и УЭС, и ОДП. Разработанная теоретическая база и всесторонний анализ результатов численного моделирования в дальнейшем позволит выполнить научное обоснование параметров и оптимальное проектирование конфигурации новой электромагнитной зондирующей системы, предназначенной для изучения электрофизических свойств залежей углеводородов с трудноизвлекаемыми запасами.

2.5. Программная база оперативного численного моделирования данных электромагнитного каротажа

С помощью разработанной программной базы оперативного численного моделирования данных электромагнитного каротажа проведены различные исследования. Так, выполнено моделирование и анализ возможностей определения анизотропии по диаграммам ВИКИЗ в разных геологических условиях [Эпов, Сухорукова, Никитенко, 1998]; проведено численное моделирование и анализ синтетических диаграмм ВИКИЗ в контрастных тонкослоистых средах с целью обоснования методики инверсии, включающей Фурье-анализ диаграмм, построение новых трансформаций в кажущиеся сопротивления и инверсию в рамках наклонно-слоистой модели [Эпов, Никитенко, Сухорукова, 2006]. Созданная программа прямого моделирования

сигналов индукционного каротажа ALVIK была использована в системах МФС ВИКИЗ и EMF Pro как вычислительное ядро инверсионной процедуры [Анализ и инверсия ..., 2000; Программная библиотека ..., 2015а, 2015б; EMF Pro v2 ..., 2015].

Все программы написаны на языках программирования FORTRAN 77 и FORTRAN 90. Ниже дано их краткое описание.

2.5.1. Зонд с тороидальными катушками

I) Цилиндрически-слоистая среда

Обозначение программы:

«MfHfCyl».

Наименование программы:

«Программа для ЭВМ численного моделирования данных электромагнитного зонда с тороидальными катушками в цилиндрически-слоистой среде».

Область применения:

Программа для ЭВМ применяется для определения электромагнитного поля кругового магнитного тока на оси скважины в цилиндрически-слоистой анизотропной среде и моделирования следующих сигналов: вертикальной и радиальной компонент электрического поля и тангенциальной компоненты магнитного поля в двух- и трехкатушечных зондах.

Входные данные:

- 1) Параметры зондов: количество двухкатушечных зондов, их длины, моменты двух источников, расстояние между источниками, частоты, радиусы источников и приемников;
- 2) Геоэлектрическая модель: количество цилиндрических границ, горизонтальное и вертикальное УЭС, ОДП и ОМП пластов, радиусы границ.

Выходные данные:

Реальная и мнимая части электрического и магнитного поля, ЭДС и плотность тока в двух- и трехкатушечных зондах.

II) Горизонтально-слоистая среда**Обозначение программы:**

«MfHfHor».

Наименование программы:

«Программа для ЭВМ численного моделирования данных электромагнитного индукционного каротажа с тороидальным источником в горизонтально-слоистой среде».

Область применения:

Программа для ЭВМ применяется для определения электромагнитного поля кругового магнитного тока на оси скважины в горизонтально-слоистой среде и моделирования следующих сигналов: вертикальной и радиальной компонент электрического поля и тангенциальной компоненты магнитного поля в двух- и трехкатушечных зондах. Источники и приемники располагаются соосно вертикальной координатной оси.

Входные данные:

- 1) Параметры зондов: количество двухкатушечных зондов, их длины, моменты двух источников, расстояние между источниками, положение верхнего источника относительно модели среды, частоты, радиусы источников и приемников;
- 2) Геоэлектрическая модель: количество горизонтальных границ, УЭС, ОДП и ОМП пластов, вертикальные координаты границ;
- 3) Траектория скважины: количество точек профилирования и шаг вдоль профиля.

Выходные данные:

Реальная и мнимая части электрического и магнитного поля, ЭДС и плотность тока в двух- и трехкатушечных зондах в заданных точках профиля.

2.5.2. Диэлектрический каротаж в цилиндрически-слоистой среде

Обозначение программы:

«ЕссZZCyl».

Наименование программы:

«Программа для ЭВМ численного моделирования данных электромагнитного диэлектрического каротажа в цилиндрически-слоистой среде».

Область применения:

Программа для ЭВМ применяется для определения вертикальной компоненты магнитного поля вертикального магнитного диполя (MzHz) внутри скважины и моделирования следующих сигналов: реальной и мнимой компонент магнитного поля, разности фаз и относительной амплитуды в трехкатушечных зондах диэлектрического каротажа.

Входные данные:

- 1) Параметры зондов: количество двухкатушечных зондов, длины и моменты зондов, частота, радиусы источника и точки измерения;
- 2) Геоэлектрическая модель: количество цилиндрических границ, УЭС, ОДП и ОМП пластов, радиусы границ.

Выходные данные:

- 1) Магнитное поле в двухкатушечных зондах, включая нормальное, аномальное и суммарное;
- 2) Реальная и мнимая части магнитного поля в трехкатушечных зондах;
- 3) Разность фаз и относительная амплитуда в трехкатушечных зондах.

2.5.3. Электромагнитный каротаж в цилиндрически-слоистой среде

Вычислительное ядро – AIVIK.

Обозначение программы:

«NCyl».

Наименование программы:

«Программа для ЭВМ численного моделирования данных электромагнитного индукционного каротажа в цилиндрически-слоистой среде».

Область применения:

Программа для ЭВМ применяется для определения вертикальной компоненты магнитного поля вертикального магнитного диполя $MzHz$ на оси скважины и моделирования следующих сигналов: реальной и мнимой частей магнитного поля в трехкатушечных зондах индукционного каротажа (ИК), разности фаз и относительной амплитуды, измеряемых зондами ВЭМКЗ (и ВИКПБ), кажущейся УЭП, вычисленной по мнимой части магнитного поля в трехкатушечных зондах и кажущегося УЭС, вычисленного по разности фаз.

Входные данные:

- 1) Параметры зондов: количество двухкатушечных зондов, длины и моменты зондов, частота;
- 2) Геоэлектрическая модель: количество цилиндрических границ, УЭС и ОДП пластов, радиусы границ.

Выходные данные:

- 1) Магнитное поле в двухкатушечных зондах, включая нормальное, аномальное и суммарное;
- 2) Реальная и мнимая части магнитного поля в трехкатушечных зондах;
- 3) Разность фаз и относительная амплитуда в трехкатушечных зондах;
- 4) Кажущаяся УЭП, вычисленная по мнимой части магнитного поля в трехкатушечных зондах;
- 5) Кажущееся УЭС, вычисленное по разности фаз.

2.5.4. Электромагнитный каротаж в горизонтально-слоистой среде

1) Произвольное число границ

Вычислительные ядра – DipMag [Могилатов, Потапов, 2014] и Dc_s [Кобосов, 2006].

Обозначение программы:

«FMHV».

Наименование программы:

«Программа для ЭВМ численного моделирования данных электромагнитного каротажа в наклонно-горизонтальных скважинах».

Область применения:

Программа для ЭВМ применяется для определения магнитного поля наклонного магнитного диполя в анизотропной горизонтально-слоистой среде и моделирования следующих сигналов: реальной и мнимой частей магнитного поля в трехкатушечных зондах индукционного каротажа (ИК), разности фаз и относительной амплитуды, измеряемых зондами ВЭМКЗ и ВИКПБ, кажущейся УЭП, вычисленной по мнимой части магнитного поля в трехкатушечных зондах и кажущегося УЭС, вычисленного по разности фаз, а также кажущегося УЭС, измеряемого зондами БКЗ. Кроме того, вычисляются производные сигналов по параметрам модели среды и углу наклона скважины относительно границ.

Входные данные:

- 1) Параметры зондов: количество трехкатушечных зондов для частотных зондирований, их длины и частоты, используемые компоненты поля, моменты;
- 2) Параметры зондов: количество трехкатушечных зондов для зондирований на постоянном токе и их длины;
- 3) Геоэлектрическая модель: количество горизонтальных границ, горизонтальное и вертикальное УЭС пластов, вертикальные координаты границ;

4) Траектория скважины: глубина вдоль скважины и наклон зонда относительно вертикали в каждой точке траектории, вертикальная глубина в первой точке для привязки к геоэлектрической модели.

Выходные данные:

Для частотных зондирований:

- 1) Реальная и мнимая части магнитного поля в трехкатушечных зондах;
- 2) Разность фаз и относительная амплитуда в трехкатушечных зондах;
- 3) Кажущаяся УЭП, вычисленная по мнимой части магнитного поля в трехкатушечных зондах;
- 4) Кажущееся УЭС, вычисленное по разности фаз.

Для зондирований на постоянном токе:

- 1) Разность ЭДС;
- 2) Кажущееся УЭС.

Для магнитного поля, разности фаз, относительной амплитуды и разности ЭДС:

Производные по параметрам модели (УЭС, границам, углу наклона зонда).

II) Модель с одной и двумя границами

Обозначение программы:

«НVic23».

Наименование программы:

«Программа для ЭВМ численного моделирования данных электромагнитного каротажа в наклонно-горизонтальных скважинах в среде с двумя и тремя горизонтальными границами».

Область применения:

Программа для ЭВМ применяется для определения магнитного поля наклонного магнитного диполя в изотропной горизонтально-слоистой среде с двумя и тремя горизонтальными границами и моделирования следующих сигналов: разности фаз и относительной амплитуды, измеряемых зондами ВЭМКЗ и ВИКПБ и кажущегося УЭС, вычисленного по разности фаз. Кроме

того, вычисляются производные сигналов по параметрам модели среды и углу наклона скважины относительно границ.

Входные данные:

- 1) Параметры зондов: количество трехкатушечных зондов для частотных зондирований, их длины, моменты и частоты;
- 2) Геоэлектрическая модель: УЭС пластов, вертикальные координаты границ;
- 3) Траектория скважины: глубина вдоль скважины и наклон зонда относительно вертикали в каждой точке траектории, вертикальная глубина в первой точке для привязки к геоэлектрической модели.

Выходные данные:

- 1) Разность фаз и относительная амплитуда в трехкатушечных зондах;
- 2) Кажущееся УЭС, вычисленное по разности фаз.
- 3) Производные разности фаз и относительной амплитуды по параметрам модели (УЭС, границам, углу наклона зонда).

2.5.5. Электромагнитный каротаж методом переходных процессов

I) Цилиндрически-слоистая среда

Вычислительное ядро – NSyl.

Обозначение программы:

«CylTEM».

Наименование программы:

«Программа для ЭВМ численного моделирования данных электромагнитного каротажа методом переходных процессов в цилиндрически-слоистой среде».

Область применения:

Программа для ЭВМ применяется для определения магнитного поля и ЭДС в зависимости от времени на оси скважины для вертикального магнитного диполя и моделирования следующих сигналов: магнитного поля и ЭДС в двух- и трехкатушечных зондах, кажущейся УЭП для поздней стадии становления.

Входные данные:

- 1) Параметры зондов: количество двухкатушечных зондов, их длины и моменты;
- 2) Времена регистрации сигналов;
- 3) Геоэлектрическая модель: количество цилиндрических границ, УЭС и ОМП пластов, радиусы границ.

Выходные данные:

Магнитное поле и ЭДС в зависимости от времени в двух- и трехкатушечных зондах.

II) Горизонтально-слоистая среда

Вычислительное ядро – DipMag.

Обозначение программы:

«DipTEM».

Наименование программы:

«Программа для ЭВМ численного моделирования данных электромагнитного каротажа методом переходных процессов в наклонно-горизонтальных скважинах».

Область применения:

Программа для ЭВМ применяется для определения магнитного поля и ЭДС в зависимости от времени для наклонного магнитного диполя в анизотропной горизонтально-слоистой среде и моделирования следующих сигналов: магнитного поля и ЭДС в двух- и трехкатушечных зондах, кажущейся УЭП для поздней стадии становления. Кроме того, вычисляются производные сигналов по параметрам модели среды и углу наклона скважины относительно границ.

Входные данные:

- 1) Параметры зондов: положения источников и приемников относительно точки записи, количество двух- и трехкатушечных зондов, их положения, частоты, используемые компоненты поля, моменты;
- 2) Форма импульса тока в зависимости от времени (если не задана, используется режим выключения), времена регистрации сигналов;
- 3) Геоэлектрическая модель: количество горизонтальных границ, горизонтальное и вертикальное УЭС пластов, вертикальные координаты границ;
- 4) Траектория скважины: глубина вдоль скважины и наклон зонда относительно вертикали в каждой точке траектории, вертикальная глубина в первой точке для привязки к геоэлектрической модели.

Выходные данные:

- 1) Магнитное поле и ЭДС в зависимости от времени в заданных зондах;
- 2) Кажущаяся УЭП, вычисленная по формуле для поздней стадии становления;
- 3) Производные по параметрам модели (УЭС, границам, углу наклона зонда).

Полученные результаты по главе 2

Разработаны алгоритмы и программы оперативного моделирования данных современных многокатушечных, многочастотных, многокомпонентных методов электромагнитного каротажа на основе аналитических решений прямых задач с целью обоснования конфигурации новых зондовых систем и создания процедур инверсии данных современных методов электромагнитного каротажа.

1. Построены решения прямых задач для тороидального источника в радиально и вертикально неоднородных средах. Разработаны базовые алгоритмы компьютерного моделирования и анализа сигналов нового зонда электромагнитного каротажа с тороидальными катушками для изучения анизотропных свойств тонкослоистых пластов-коллекторов.

Проведен полномасштабный анализ измеряемых сигналов, в результате которого установлено следующее:

а) при возбуждении тороидальной катушкой на металлическом корпусе в среде возникает переменное электрическое поле, имеющее горизонтальную и вертикальную компоненты, что определяет зависимость измеряемых электромагнитных сигналов от горизонтального и вертикального УЭС пласта. Пространственное распределение вихревых токов определяет радиальную глубинность, достаточную для определения параметров неизменной части пласта;

б) зависимость измеряемых характеристик от радиуса скважины, а также от УЭС бурового раствора в диапазоне значений 0.1 – 2 Ом·м – слабая, что является преимуществом при создании алгоритмов инверсии данных;

в) реальные и мнимые части плотности тока на корпусе прибора и ЭДС в приемных катушках являются независимыми измерениями и однозначно связаны с УЭС пласта. Измеряемые сигналы характеризуются высоким уровнем и значительным динамическим диапазоном. Преобладает частотное зондирование, геометрическое зондирование возможно в проводящих средах;

г) диаграммы измеряемых сигналов показывают высокое вертикальное разрешение и воспроизводят пересечение скважиной пластов от 0.2 м. Многообразие поведения электромагнитных сигналов в областях геоэлектрических границ позволяет строить трансформанты, по которым наиболее достоверно выявляются границы пластов.

Определена оптимальная конфигурация компактного электромагнитного зонда с длинами от 0.2 до 1.2 м в частотном диапазоне 5 – 500 кГц и двумя режимами работы: суммарным и дифференциальным, позволяющая определять УЭС и параметр анизотропии пластов и устанавливать границы пластов, пересекаемых скважиной.

2. Построено решение прямой задачи для магнитного диполя, смещенного к стенке скважины, в радиально неоднородной среде. Разработан алгоритм компьютерного моделирования и анализа сигналов

диэлектрического зонда для изучения пространственного распределения диэлектрической проницаемости горных пород с выявлением эффекта ее частотной дисперсии, определением ОДП для оценки характера насыщения пород-коллекторов и изучения глинистых отложений.

Проведено масштабное моделирование и сравнительный анализ амплитудно-фазовых характеристик высокочастотного электромагнитного поля. Установлена их устойчивая зависимость от частотного спектра электрофизических параметров в широком диапазоне частот от 20 до 500 МГц с длинами зондов от 0.08 до 0.8 м. Показано, что на измеряемые электромагнитные сигналы значительное влияние оказывает и УЭС, и ОДП, что разность фаз и затухание амплитуд демонстрируют качественно разное поведение, являясь, таким образом, независимыми измерениями, что позволит создать алгоритмы устойчивой инверсии данных диэлектрического зонда.

3. Разработаны программы оперативного численного моделирования электромагнитных сигналов

а) нового зонда с тороидальными катушками в цилиндрически- и горизонтально-слоистых моделях сред;

б) диэлектрического зонда, смещенного к стенке скважины, в цилиндрически-слоистой модели;

в) ИК и ВЭМКЗ в цилиндрически-слоистой среде;

г) ИК, ВЭМКЗ, ВИКПБ и БКЗ в горизонтально-слоистой среде;

д) ВЭМКЗ и ВИКПБ в двух- и трехслойной горизонтально-слоистой среде;

е) прибора каротажа МПП в цилиндрически- и горизонтально-слоистой моделях.

Глава 3. РАЗРЕШАЮЩАЯ СПОСОБНОСТЬ И ЧИСЛЕННАЯ ИНВЕРСИЯ ДАННЫХ ЭЛЕКТРОКАРОТАЖНЫХ ЗОНДИРОВАНИЙ

Для новой приборной базы с учетом современных достижений в производстве скважинной аппаратуры необходимо развитие программно-алгоритмических средств инверсии данных каротажа в реалистичных моделях сложнопостроенных флюидонасыщенных геологических сред. В данной главе с помощью разработанных алгоритмов и программ оперативной количественной инверсии и анализа разрешающей способности данных электромагнитного каротажа обосновываются возможности современных методов исследования скважин для оценки электрофизических характеристик флюидонасыщенных пластов-коллекторов.

3.1. Методы изучения пространственного разрешения данных и определения модельных параметров

3.1.1. Функции чувствительности

Функция чувствительности сигнала к параметру определяется как нормированная (логарифмическая) производная сигнала по параметру модели. Такая функция показывает, насколько погрешность в измеряемом сигнале больше погрешности в определении параметра. Иначе: 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 %.

Функция чувствительности вычисляется по следующей формуле:

$$\eta(p^0, f^0) = \frac{\partial \ln f}{\partial \ln p} = \frac{\partial f}{\partial p} \cdot \frac{p^0}{f^0}, \quad (3.1)$$

здесь f – измеряемый сигнал (реальная и мнимая части ЭДС, разность фаз, относительная амплитуда и так далее), p – параметр модели (УЭС пластов, коэффициент анизотропии, положения границ и их наклона и другие); p^0 – значение модельного параметра, f^0 – значение сигнала при $p = p^0$. При необходимости производная заменяется разностным аналогом $\frac{\partial f}{\partial p} \approx \frac{f(p^0 + \Delta p^0) - f(p^0 - \Delta p^0)}{2\Delta p^0}$, где приращение параметра Δp^0 выбирается на основе численных экспериментов в зависимости от точности моделирования сигналов (для слоисто-однородных задач, как правило, устанавливается $\Delta p^0 = 0.005 p^0$).

В дальнейшем при анализе функций чувствительностей измеряемых сигналов будем использовать следующую их условную характеристику. Величина η выше 0.8 – высокая или значительная чувствительность, 0.5 – 0.8 – хорошая, 0.1 – 0.5 – удовлетворительная, меньше 0.1 – низкая. Чувствительность отсутствует, если ее значение ниже 0.01.

Функции чувствительностей указывают только на возможность определения того или иного параметра, однако при одновременном определении нескольких параметров с помощью набора измерений необходимо проводить анализ чувствительности системы измерений к параметрам модели, рассмотренный в следующем разделе 3.1.2.

3.1.2. Анализ разрешающей способности системы наблюдений

Современные приборы для электромагнитного каротажа скважин представляют собой сложные многокомпонентные, многочастотные, многокатушечные зондовые устройства. В связи с этим возникает необходимость создания обоснованной процедуры оценки разрешающей способности измерений по отношению к интересующим интерпретатора параметрам модели среды. Главная цель данной процедуры – это оценка неопределенности для найденных в результате инверсии параметров модели,

а также оптимальный выбор набора сигналов для решения специфической задачи. Так, например, при каротаже во время бурения модуль телеметрии передает на поверхность ограниченное количество данных из всех записываемых в память. Процедура оценки разрешающей способности может помочь выбрать те измерения, которые необходимы для решения текущей задачи; другая важная особенность процедуры состоит в возможности получения количественной оценки неопределенности найденных параметров: УЭС пластов и расстояний до границ. Данная информация может оказаться критичной при проводке скважины. Анализ разрешающей способности требует от пользователя задать модель среды и шумовые характеристики прибора. Используя эту информацию, созданный алгоритм строит область неопределенности в пространстве параметров, соответствующий области неопределенности в пространстве измерений (Рисунок 3.1). Алгоритм позволяет проводить линейный анализ разрешающей способности, а также делать коррекцию за нелинейность. Кроме того, возможен учет неопределенности для известных параметров модели.

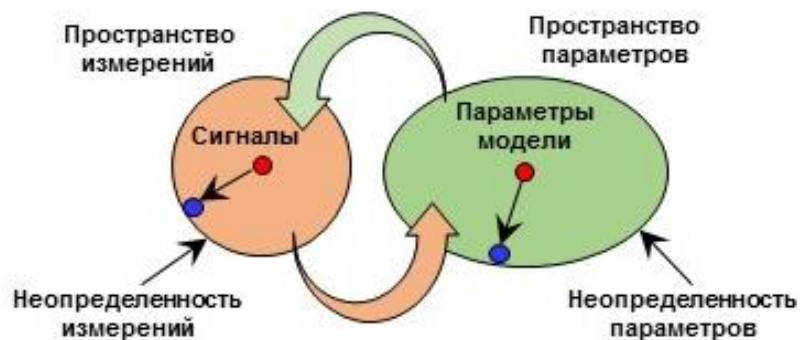


Рисунок 3.1 – Область неопределенности в пространстве измерений и в пространстве параметров

Теория

В основе алгоритма оценки неопределенности лежит анализ информационной матрицы системы наблюдения [Яновская, Порохова, 2004; Табаровский, Эпов, 2006].

Рассматривается модель среды, характеризующаяся набором параметров p_j , $j = 1, n$. Сигналы, вычисленные для рассматриваемой модели обозначаются f_i , $i = 1, N$. В линейном приближении вариация параметра $\delta p_j = p_j - p_j^0$ и вариация сигнала $\delta f_i = f_i - f_i^0$ связаны следующим уравнением

$$\delta \vec{f} = \hat{Z} \cdot \delta \vec{p}, \quad (3.2)$$

где \hat{Z} – матрица частных производных (Якобиан):

$$Z_{ij} = \frac{\partial f_i}{\partial p_j}(\vec{p}^0). \quad (3.3)$$

Суммарная абсолютная ошибка измерений ε_i складывается из относительной ε_i^{rel} и абсолютной ε_i^{abs} частей:

$$\varepsilon_i = |f_i^0| \varepsilon_i^{rel} + \varepsilon_i^{abs}. \quad (3.4)$$

Матрица ковариации системы независимых наблюдений выглядит следующим образом: $\hat{\Sigma} = \text{diag}(\varepsilon_1^{-1}, \dots, \varepsilon_N^{-1})$. С использованием нормировки сигналов на ошибки их измерения получается уравнение для области неопределенности в пространстве измерений, соответствующей заданному уровню шума:

$$\frac{1}{R} \delta \vec{f}^T \cdot \hat{\Sigma}^2 \cdot \delta \vec{f} = 1. \quad (3.5)$$

В случае случайного шума $R = \chi_n^2(\alpha)$ – χ^2 -статистика вектора $\delta \vec{p}$ для доверительного уровня α [Tabarovsky, Rabinovich, 1998; Comparison of resolution ..., 2010]. В случае систематического шума $R = N$ – число измерений [Evaluation of parameter..., 2010].

Уравнение (3.2) подставляется в (3.5) и определяется область эквивалентности в пространстве параметров с помощью квадратичной формы:

$$\delta \vec{p}^T \cdot \hat{A} \cdot \delta \vec{p} = 1 \quad (3.6)$$

с матрицей $\hat{A} = \frac{1}{R} \hat{Z}^T \cdot \hat{\Sigma}^2 \cdot \hat{Z}$, называемой информационной.

Пусть часть параметров модели $n_l < n$ известна, но с некоторой ошибкой. Чтобы учесть это обстоятельство, уравнение (3.6) преобразуется к виду:

$$\delta \vec{p}^T \cdot (\hat{A} + \hat{C}_p^2) \cdot \delta \vec{p} = 1, \quad (3.7)$$

где \hat{C}_p – матрица ковариации независимых параметров: $\hat{C}_p = \text{diag}(\sigma_1^{-1}, \dots, \sigma_n^{-1})$.

Здесь σ_i – ошибка для известного параметра или бесконечность для неизвестного (анализируемого) параметра.

Пусть \vec{v}_i – собственные векторы, а λ_i – собственные значения матрицы $\hat{A}_p = \hat{A} + \hat{C}_p^2$: $\hat{A}_p \hat{V} = \hat{V} \hat{\Lambda}$. Столбцы матрицы \hat{V} – это \vec{v}_i , $\hat{\Lambda}$ – диагональная матрица собственных значений λ_i . Уравнение (3.7) переписывается в виде $\delta \vec{p}^T \hat{V} \hat{\Lambda} \hat{V}^T \delta \vec{p} = 1$ или

$$\sum_{i=1}^n (\vec{v}_i, \delta \vec{p})^2 \cdot \lambda_i = 1. \quad (3.8)$$

Соотношение (3.8) определяет эллипсоид неопределенности в пространстве параметров, который соответствует шару неопределенности в пространстве измерений, определяемому уравнением (3.5).

Собственные векторы задают направление полуосей эллипсоида. Длина i -той полуоси есть $l_i = \frac{1}{\sqrt{\lambda_i}}$, где значение λ_i соответствует вектору \vec{v}_i . Для вычисления вариации параметра используется проекция эллипсоида на ось данного параметра (Рисунок 3.2):

$$\delta p_j = \sqrt{\sum_{i=1}^n (l_i \cdot v_{ji})^2}. \quad (3.9)$$

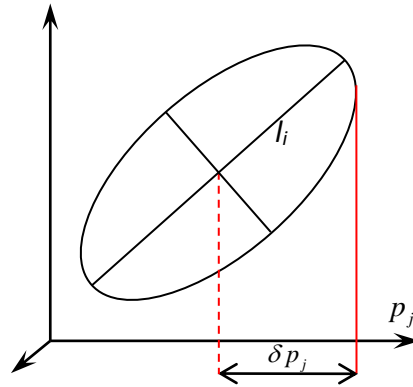


Рисунок 3.2 – Вариация параметра как проекция эллипсоида неопределенности на ось параметра

Поскольку линейное приближение справедливо лишь в некоторой окрестности параметров модели, то достоверными оценками погрешности определения параметров следует считать лишь те, которые находятся в области линейности. Исследование прямых задач показало, что погрешности до 50 % можно считать количественными, от 50 до 100 % – полуколичественными, от 100 до 1000 % – качественными, а значения свыше 1000 % указывают только на очень слабую чувствительность системы измерений к параметру.

Нелинейность

Обычно линейность нарушается при движении вдоль длинных полуосей эллипсоида, когда изменение параметров больше 50 – 100 %. Область нелинейности может быть установлена численно для каждой конкретной задачи прямого моделирования данных. В случае нарушения линейности при изменении параметров вдоль какой-либо полуоси условие (3.5) перестает выполняться. Алгоритм коррекции за нелинейность определяет значения вариации параметра δp_j^- и δp_j^+ , при которых условие (3.5) еще соблюдается (Рисунок 3.3).

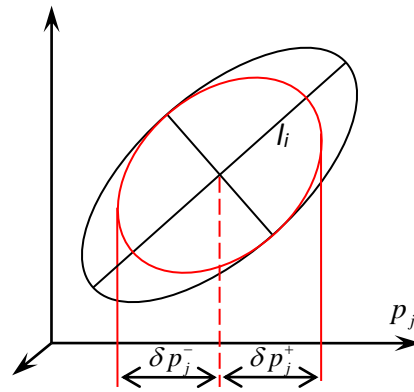


Рисунок 3.3 – Скорректированная вариация параметра

Алгоритм определения вариаций параметров также позволяет определить их реальные величины в случае, когда область эквивалентных параметров сильно отличается от эллипсоида, не прибегая при этом к перебору значений параметров в области их допустимых значений. Алгоритм состоит в изменении параметров вдоль каждой полуоси эллипсоида с пересчетом направлений полуосей на каждом шаге (Рисунок 3.4).

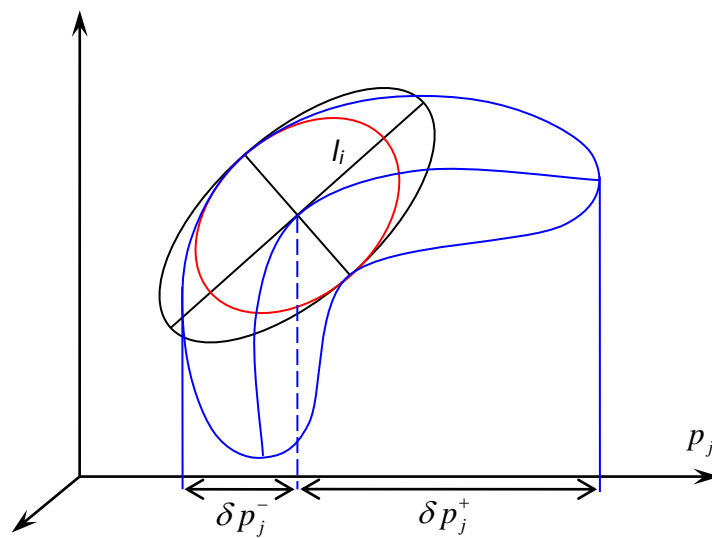


Рисунок 3.4 – Фактическая вариация параметра

3.1.3. Метод инверсии данных

Применение современных каротажных комплексов на основе индукционных и гальванических многокатушечных и многоэлектродных систем электрокаротажа [Аксельрод, 2001, 2012] приводит к усложнению вычислительных алгоритмов инверсии данных. 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 – построение оконной системы в горизонтальных стволах, 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 [Interpretation of induction ..., 2000, Anderson, Barber, Nabashy, 2002; A deep-resistivity ..., 2003; Accurate wellbore ..., 2005; Borghi, Galli, Boeri, 2005; Real-time formation ..., 2007; Determination of structural ..., 2008; The vagaries and myths ..., 2012; New software ..., 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. Общая тенденция сокращения временных затрат на технологические операции в открытом стволе скважин приводит к необходимости создания и применения оперативной численной интерпретации данных электромагнитного каротажа.

Процедура инверсии

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 – восьми. Это условие практически всегда соблюдается при численной инверсии реальных данных в вертикальных и наклонно-горизонтальных скважинах. Идея метода безусловной оптимизации функции от нескольких переменных состоит в сравнении значений функции в вершинах симплекса и перемещении симплекса в направлении оптимальной точки с помощью итерационной процедуры.

Параметрами метода являются:

- коэффициент отражения вершины симплекса, обычно выбирается равным 1;
- коэффициент сжатия симплекса, обычно выбирается равным 0.5;
- коэффициент растяжения симплекса, обычно выбирается равным 2.

Параметры можно уменьшить, если решение ищется в окрестности начального приближения, и, наоборот, если априорной информации недостаточно, то параметры следует увеличить. Метод деформируемых многогранников не гарантирует нахождения глобального экстремума, как и любой другой одностартовый оптимизационный метод, однако по сравнению с многоэкстремальными оптимизационными задачами является крайне экономичным, и в случае сложного рельефа минимизируемой функции и

наличия многих локальных минимумов, может быть преобразован в многостартовый алгоритм, т. е. поиск глобального минимума с разными начальными приближениями, расположенными внутри допустимой области изменения параметров случайным образом [New software for ..., 2014].

Традиционно минимизируемая функция определяется как

$$F = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left(\frac{f_i(\vec{p}) - f_i^e}{\Delta_{ri} + \Delta_{si}} \right)^2}. \text{ Здесь } N - \text{ число измерений, } f_i(\vec{p}) - \text{ значения}$$

синтетических сигналов, f_i^e – измеренные сигналы, Δ_{ri}, Δ_{si} – случайная и систематическая абсолютные погрешности измерений, \vec{p} – вектор модельных параметров (УЭС пластов, положение границ пластов, угла наклона скважины и другие). Решение считается найденным в случае, если $F < 1$. Это означает, что, в среднем, отличие синтетических данных, соответствующих результирующей модели, от измеренных 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. Оперативность процедур инверсии достигается за счет использования быстрых процедур моделирования данных, рассмотренных и приведенных в главе 2. Помимо быстрых одномерных прямых задач алгоритм инверсии был применен и для двумерных задач ВЭМКЗ и БКЗ и показал приемлемую для практики эффективность [Formation evaluation ..., 2015; Joint 2D inversion ..., 2016; Effective inversion ..., 2016; Совместная численная инверсия ..., 2017].

3.2. Определение удельного электросопротивления и диэлектрической проницаемости по сигналам высокочастотного электромагнитного каротажа

В этом разделе исследована чувствительность относительной амплитуды к УЭС и ОДП радиально неоднородной прискважинной зоны и показана возможность определения диэлектрической проницаемости пластов по измеренным сигналам ВИКИЗ и ВЭМКЗ. Численное моделирование проводилось с помощью программы «NCyl» (раздел 2.5.3), построение кажущихся параметров и инверсия синтетических и практических данных – с помощью программ «AppRhoEps» (раздел 3.6.1) и «InvCyl» (раздел 3.6.4). Установлено, что относительные амплитуды чувствительны к более удаленным участкам среды и являются независимыми измерениями, повышающими информативность метода ВИКИЗ [Никитенко, Эпов, 2008].

3.2.1. Влияние УЭС и ОДП на относительные амплитуды и разности фаз

Измерения осуществляются пятью основными (для метода ВИКИЗ) и четырьмя дополнительными (для модификации ВЭМКЗ) трехкатушечными зондами (Таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Параметры зондов ВИКИЗ и ВЭМКЗ

Номер зонда	Частота, МГц	Длина зонда, м	База зонда, м	Изопараметр, МГц·м ²
1	14	0.5	0.1	3.5
2	7	0.7071	0.14142	
3	3.5	1	0.2	
4	1.75	1.4142	0.28284	
5	0.875	2	0.4	
6	7	0.565685	0.1	2.24
7	3.5	0.8	0.14142	
8	1.75	1.13137	0.2	
9	875	1.6	0.28284	

Длина зонда равна расстоянию между генераторной и дальней измерительной катушкой, база зонда равна разности между длинным и коротким зондом, а изопараметр равен произведению частоты на квадрат длины зонда.

В приемных катушках регистрируются разности фаз и относительные амплитуды. Для вычисления разности фаз используется формула

$$\Delta\varphi = \arctg \frac{\operatorname{Im} H_{z1}}{\operatorname{Re} H_{z1}} - \arctg \frac{\operatorname{Im} H_{z2}}{\operatorname{Re} H_{z2}}.$$

Относительная амплитуда определяется

формулой $\Delta A = 1 - \left| \frac{H_{z1}}{H_{z2}} \right|$, где H_{z1} – магнитное поле в дальней катушке, H_{z2} – в

ближней. Моменты катушек выбраны таким образом, чтобы компенсировать

поле в воздухе: $M_2 = -M_1 \frac{L_2^3}{L_1^3}$, где L_1 – расстояние между генераторной и

дальней катушкой, L_2 – между генераторной и ближней.

Относительная амплитуда в однородной среде

На рисунке 3.5 приведена зависимость амплитуды от сопротивления в однородной среде для двух значений изопараметра.

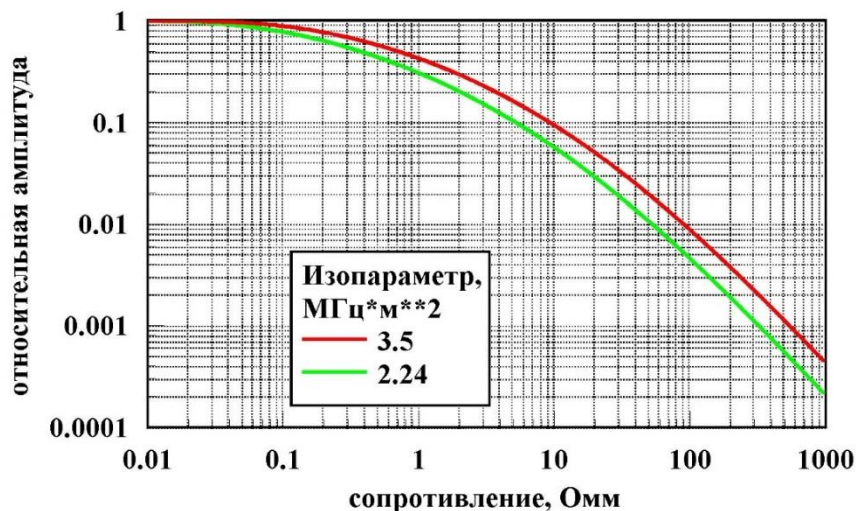


Рисунок 3.5 – Зависимость относительной амплитуды от сопротивления однородной среды

На рисунке 3.6 показано влияние ОДП ε^* на амплитуду для зондов, соответствующих первому изопараметру. На графиках показаны абсолютные значения относительной амплитуды. В действительности, кривые монотонны и переходят через ноль.

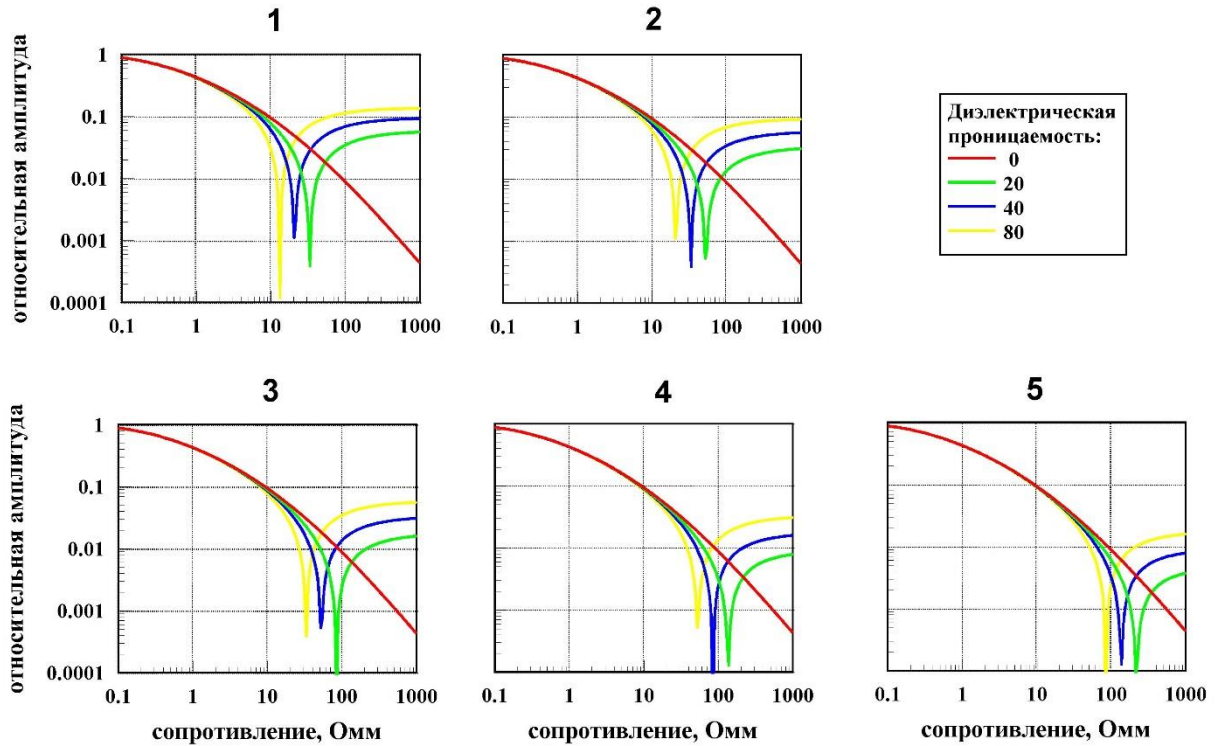


Рисунок 3.6 – Зависимость относительной амплитуды от диэлектрической проницаемости. Номер рисунка соответствует номеру зонда

В таблице 3.2 приведены минимальные значения кажущихся сопротивлений, при которых влияние диэлектрической проницаемости на относительную амплитуду больше 5 %.

С помощью двух характеристик сигнала – разностей фаз и относительных амплитуд возможно оценивать как сопротивление, так и диэлектрическую проницаемость.

Таблица 3.2 – Минимальные значения кажущихся сопротивлений (Ом·м), при которых влияние диэлектрической проницаемости на относительную амплитуду больше 5 %

$L_l, \text{ м}$ \diagdown ε^*	20	40	80
0.5	4.0	2.5	1.5
0.7	6.5	4.0	2.5
1.0	10.5	6.5	4.0
1.4	17.5	10.5	6.5
2.0	28.0	17.5	10.5

Определение кажущихся УЭС и ОДП

На рисунке 3.7 представлены результаты испытания прибора ВИКИЗ в метрологическом баке с электролитом. По горизонтальной оси отложены номера точек измерения. Чтобы получить значение A , необходимо измеренное отношение амплитуд нормировать на отношение амплитуд в воздухе (Рисунок 3.8) и полученное значение вычесть из 1.

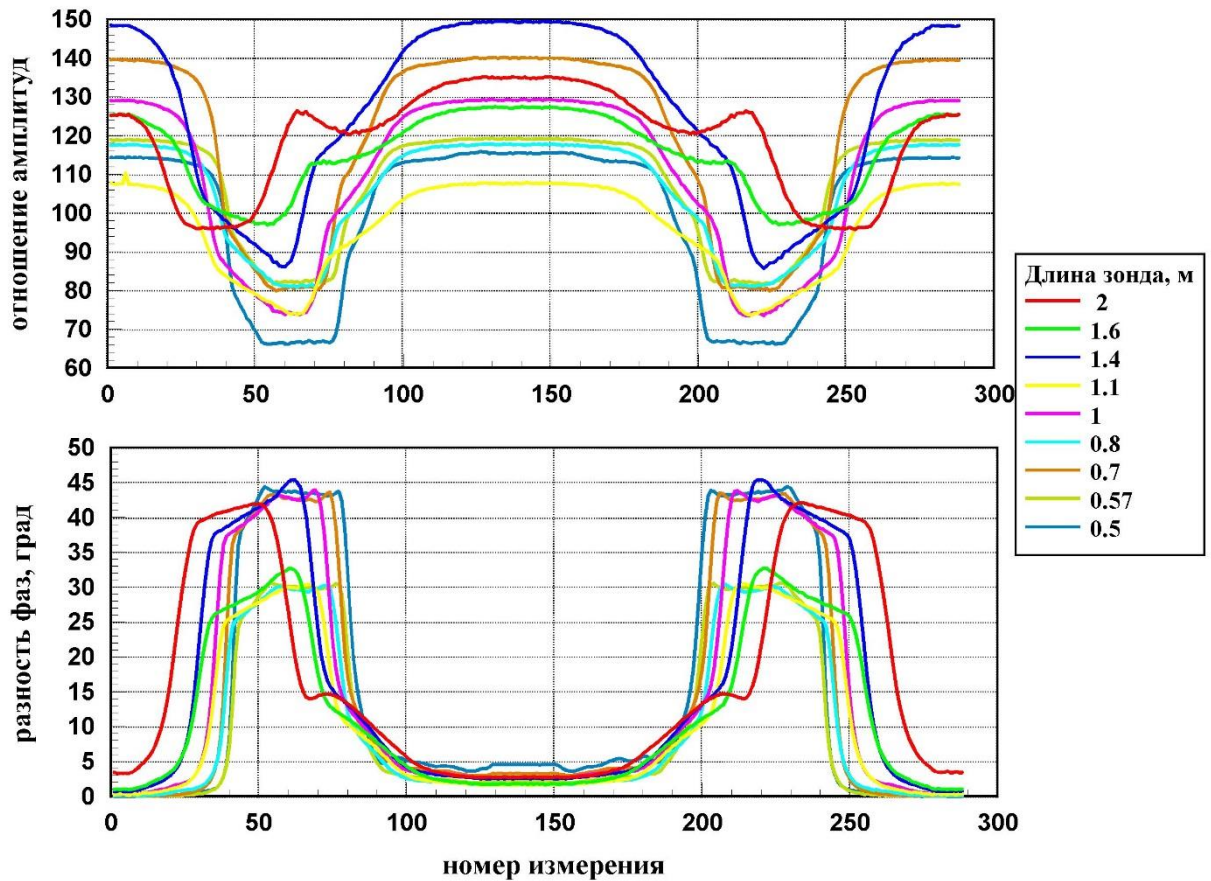


Рисунок 3.7 – Измерение отношений амплитуд и разностей фаз в баке. Измерения от 1-го до 144-го – спуск прибора, от 145-го до 288-го – подъем. Измерения были начаты в воздухе (нулевые разности фаз), высокие значения разностей фаз соответствуют измерениям в баке с водой с сопротивлением 1 Ом·м, затем следуют измерения в скважине с бетонными стенками, находящейся под баком

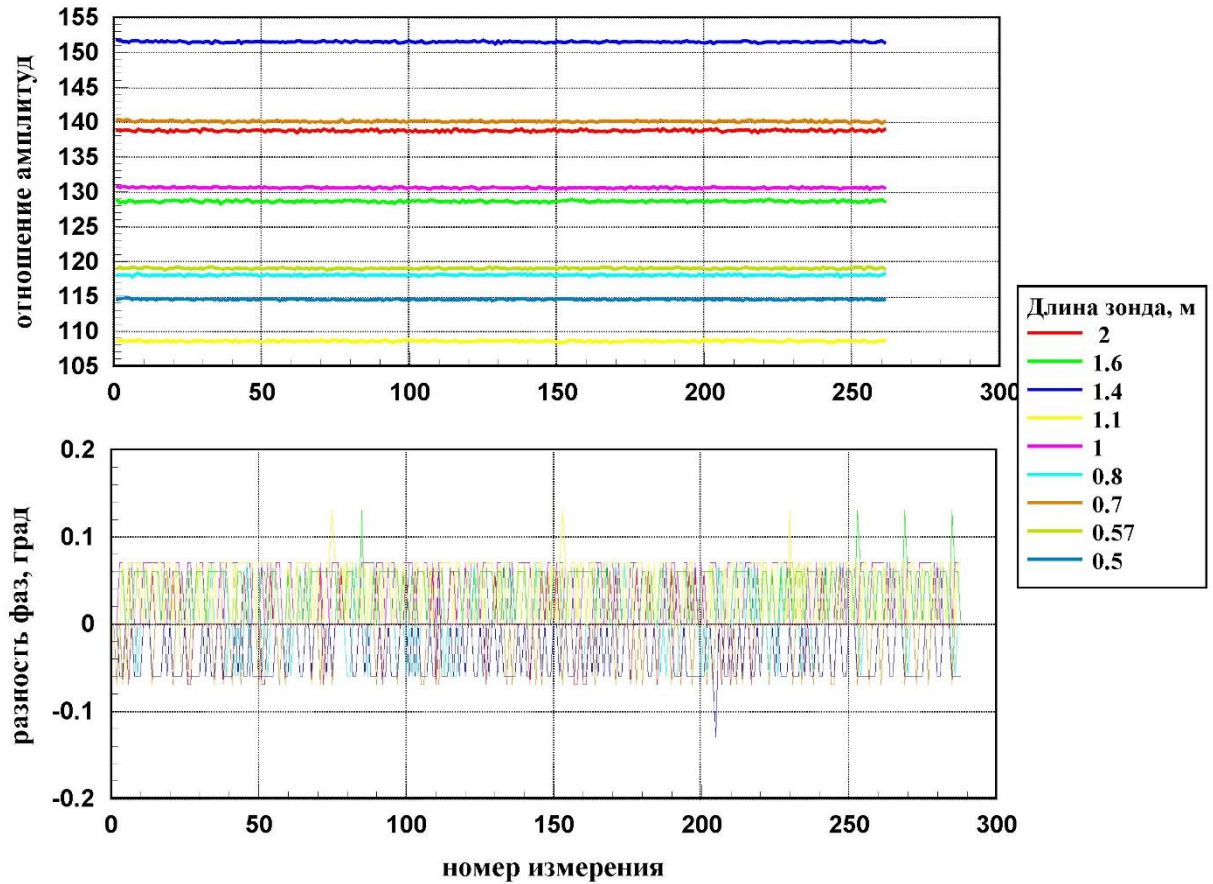


Рисунок 3.8 – Измерение отношений амплитуд и разностей фаз в воздухе

На рисунке 3.9 показано поточечное определение кажущихся сопротивлений по измеренным разностям фаз и амplitудам без предварительной обработки (сглаживания) экспериментальных кривых. Используется формула связи сигнала и сопротивления в однородной среде [Технология исследования ..., 2000]. При определении кажущихся величин может быть использован алгоритм вычисления с учетом параметров скважины и конечных размеров датчиков зондов, эффективный при исследовании скважин с сильно проводящим буровым раствором [Никитенко, Шлык, 2005], а также новый быстрый алгоритм вычисления кажущихся сопротивлений по сигналам индукционного каротажа при обработке больших массивов данных [Ельцов, Никитенко, Терентьев, 2013].

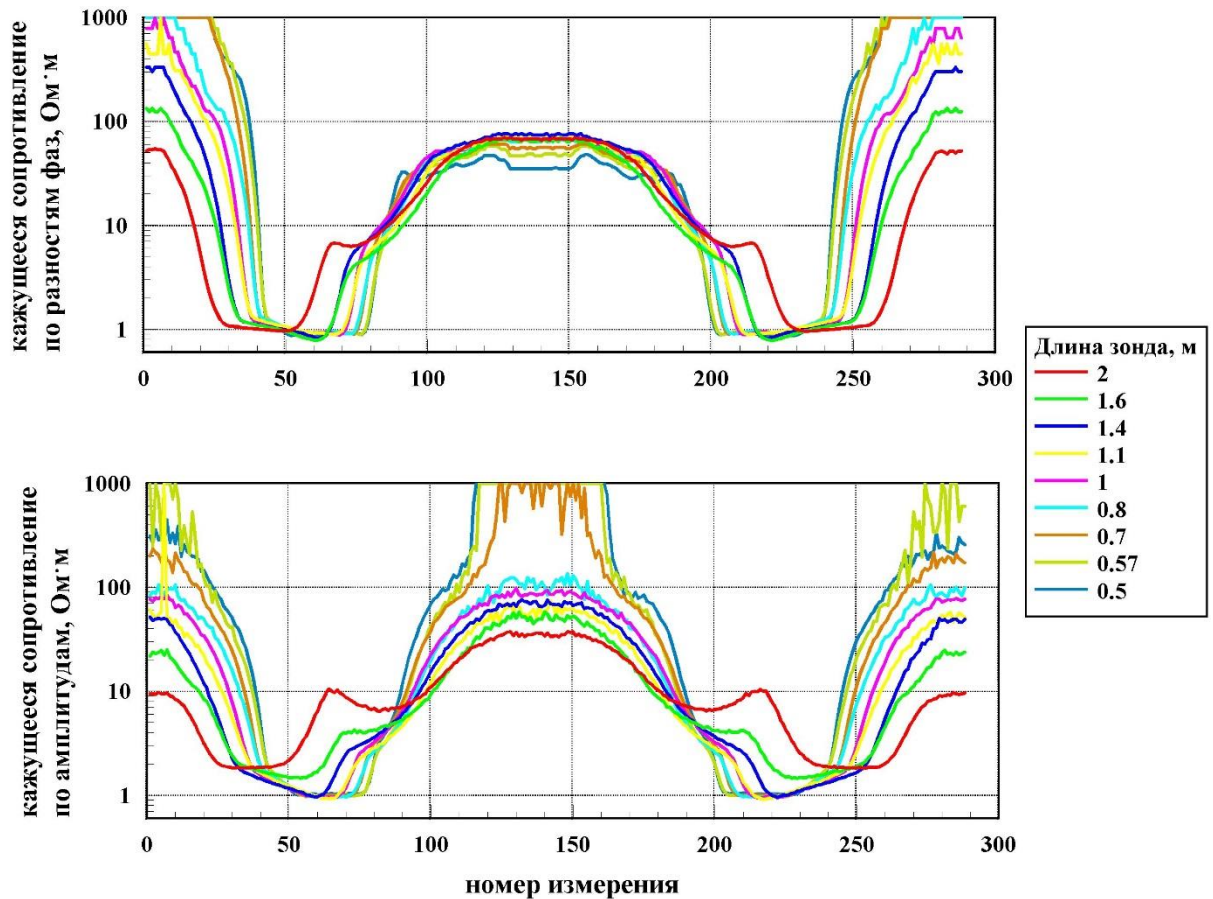


Рисунок 3.9 – Кажущиеся сопротивления, вычисленные по измеренным разностям фаз и отношениям амплитуд без учета диэлектрической проницаемости

Кажущиеся сопротивления, вычисленные двумя разными способами, значительно расходятся и это невозможно объяснить только разной глубиной двух сигналов. Одновременное определение как кажущихся сопротивлений, так и кажущихся диэлектрических проницаемостей по разностям фаз и отношениям амплитуд дает следующие результаты (Рисунок 3.10). Короткий зонд показывает в воде: кажущееся сопротивление – 1 Ом·м, диэлектрическая проницаемость – 90; в скважине: кажущееся сопротивление – 48 Ом·м, диэлектрическая проницаемость – 16. Без учета диэлектрической проницаемости кажущееся сопротивление, вычисленное по разностям фаз, в воде – 0.9 Ом·м; в скважине – 35 Ом·м. Достоверность определения диэлектрической проницаемости: в воде – около 20 %; в скважине – 1.5 %. Подбор сопротивления и диэлектрической проницаемости

осуществляется путем нелинейной минимизации отклонения синтетических разностей фаз и амплитуд от экспериментальных значений.

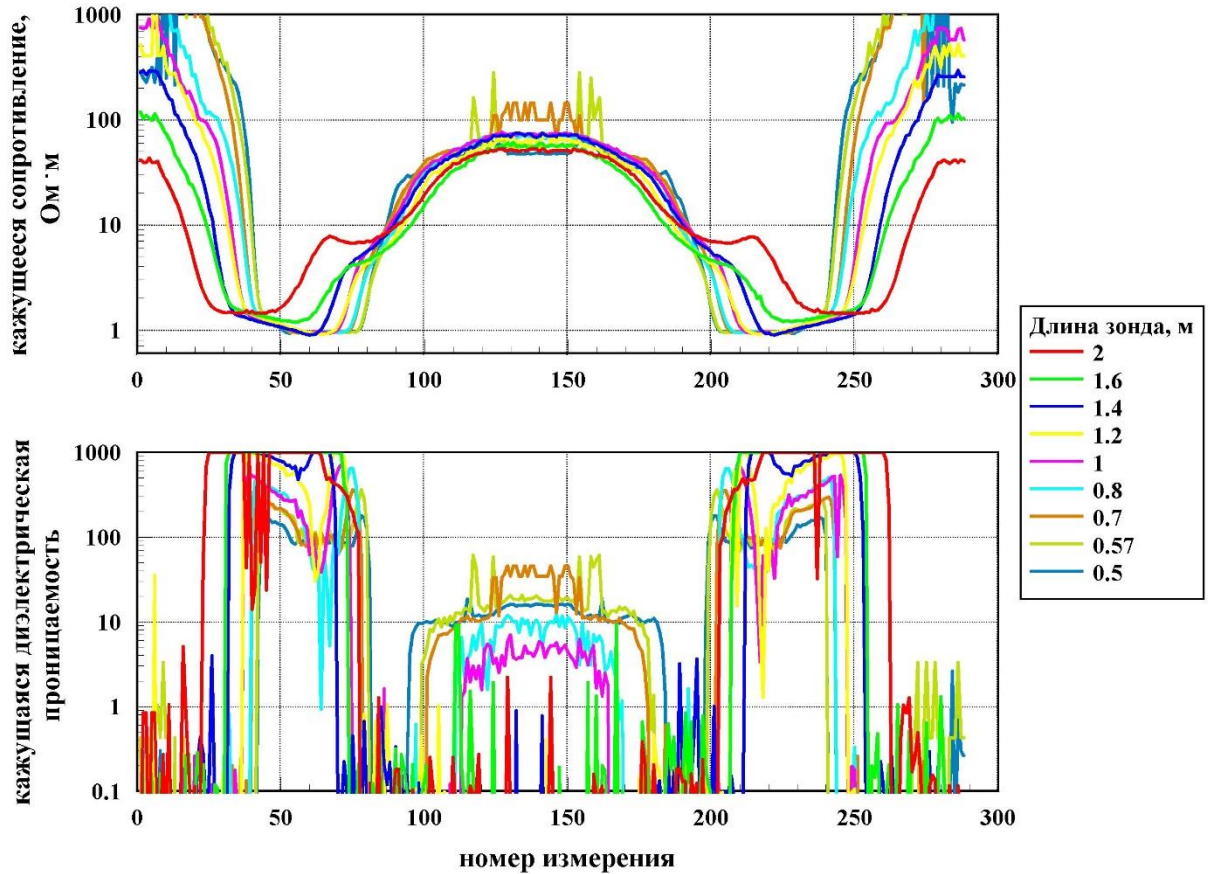


Рисунок 3.10 – Кажущиеся сопротивления и диэлектрические проницаемости, определенные по разностям фаз и отношениям амплитуд

Влияние сопротивления бурового раствора на измерения относительных амплитуд

На рисунке 3.11 показано влияние сопротивления бурового раствора на относительную амплитуду для зондов, соответствующих первому изопараметру. На графиках изображены абсолютные значения относительной амплитуды. В действительности кривые монотонны и переходят через ноль, как и на рисунке 3.6 для ненулевых диэлектрических проницаемостей. Красными линиями показаны амплитуды в однородной среде. Для низких значений сопротивления бурового раствора ($< 0.2 - 0.5$ Ом·м) для определения кажущихся сопротивлений и кажущихся диэлектрических проницаемостей

следует использовать не однородную, а двухслойную модель среды «скважина-пласт» с известным сопротивлением скважины.

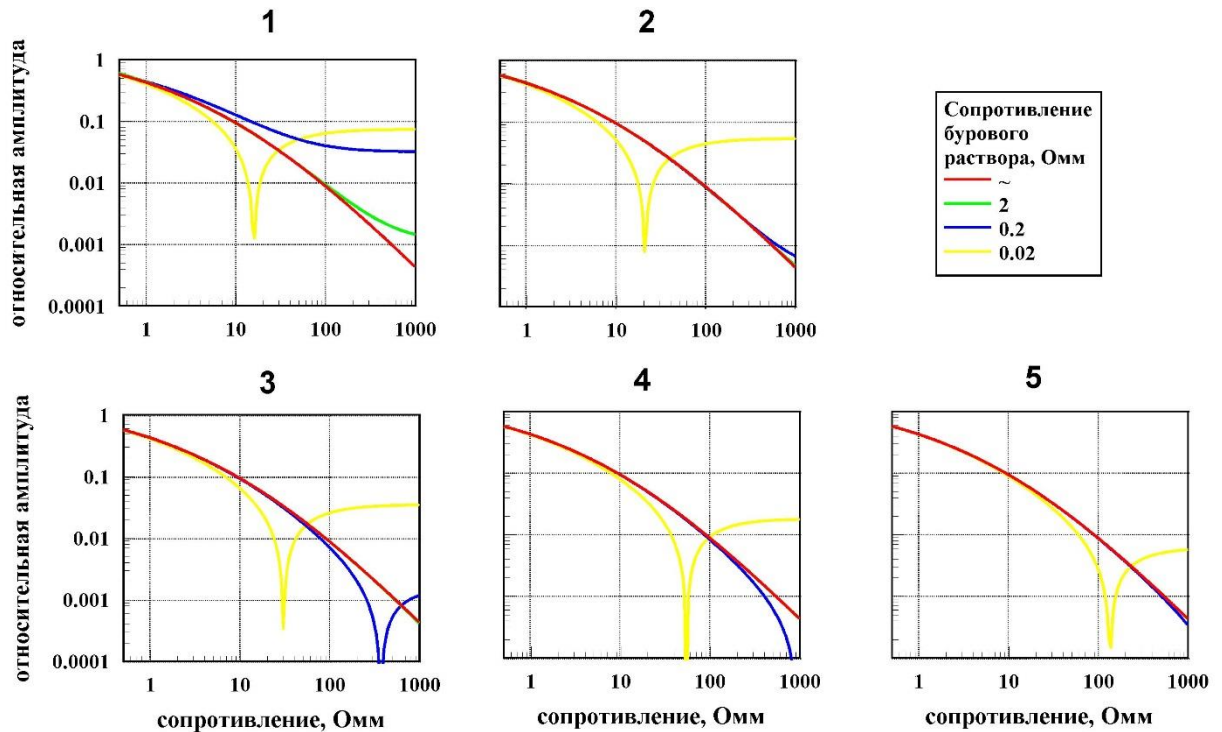


Рисунок 3.11 – Зависимость относительной амплитуды от сопротивления бурового раствора. Номер рисунка соответствует номеру зонда

Сравнительная чувствительность сигналов

Чтобы было удобно сравнивать функции чувствительности к отдельным параметрам модели, определим относительную чувствительность сигнала к k -му параметру среды следующим образом:

$$g_k = \frac{\left| \frac{d \ln f}{d \ln p_k} \right|}{\sum_{i=1}^n \left| \frac{d \ln f}{d \ln p_i} \right|}, \quad \sum_{k=1}^n g_k = 1. \quad (3.10)$$

Здесь f – сигнал,

p_i – параметры среды,

n – число параметров.

Рассматриваются 3 типа проникновения фильтрата бурового раствора в пласт: повышающий, понижающий и повышающий с окаймляющей зоной (Таблицы 3.3 – 3.5). Скважина на пресном буровом растворе имеет сопротивление 2 Ом·м, радиус 0.108 м.

Таблица 3.3 – Модель 1. Водонасыщенный пласт, повышающее проникновение

	Зона проникновения	Пласт
сопротивление, Ом·м	20	4
радиус, м	0.6	

Таблица 3.4 – Модель 2. Газонасыщенный пласт, понижающее проникновение

	Зона проникновения	Пласт
сопротивление, Ом·м	30	60
радиус, м	0.6	

Таблица 3.5 – Модель 3. Нефтенасыщенный пласт, повышающее проникновение с окаймляющей зоной

	Зона проникновения	Окаймляющая зона	Пласт
сопротивление, Ом·м	30	3	10
радиус, м	0.48	0.6	

На рисунке 3.12 приведена относительная чувствительность разностей фаз (кружки) и амплитуд (треугольники) к сопротивлениям зоны проникновения и пласта в зависимости от номера зонда.

Модели 1, 2

Зонд 0.5 м: разность фаз в 2 раза более чувствительна к зоне проникновения, чем амплитуда и в 5 раз менее чувствительна к пласту.

Зонд 0.7 м: разность фаз значительно более чувствительна к зоне проникновения, чем амплитуда (> 3 раз) и значительно менее чувствительна к пласту (< 2.5 раза).

Зонды 1.0 м, 1.4 м и 2.0 м: амплитуда имеет чувствительность только к пласту, в то время как для разности фаз с увеличением длины зонда постепенно уменьшается чувствительность к зоне проникновения и увеличивается – к пласту.

Только для короткого зонда 0.5 м амплитуда чувствительна к зоне проникновения, причем чувствительности к зоне проникновения и пласту примерно одинаковы. Зонд 0.7 м имеет небольшую чувствительность к зоне проникновения (20 %) в случае понижающего проникновения (Модель 2).

Модель 3

С увеличением длины зонда постепенно уменьшается чувствительность амплитуды к окаймляющей зоне и увеличивается – к пласту, чувствительность к зоне проникновения очень мала: 10 % для зонда 0.5 м и почти нулевая для остальных зондов. Для разности фаз чувствительность к окаймляющей зоне мала для зондов 0.5 м и 2.0 м и значительна (> 30 %) для средних зондов. Чувствительность к пласту возрастает, начиная с зонда 1.0 м, чувствительность к зоне проникновения убывает с ростом длины зонда.

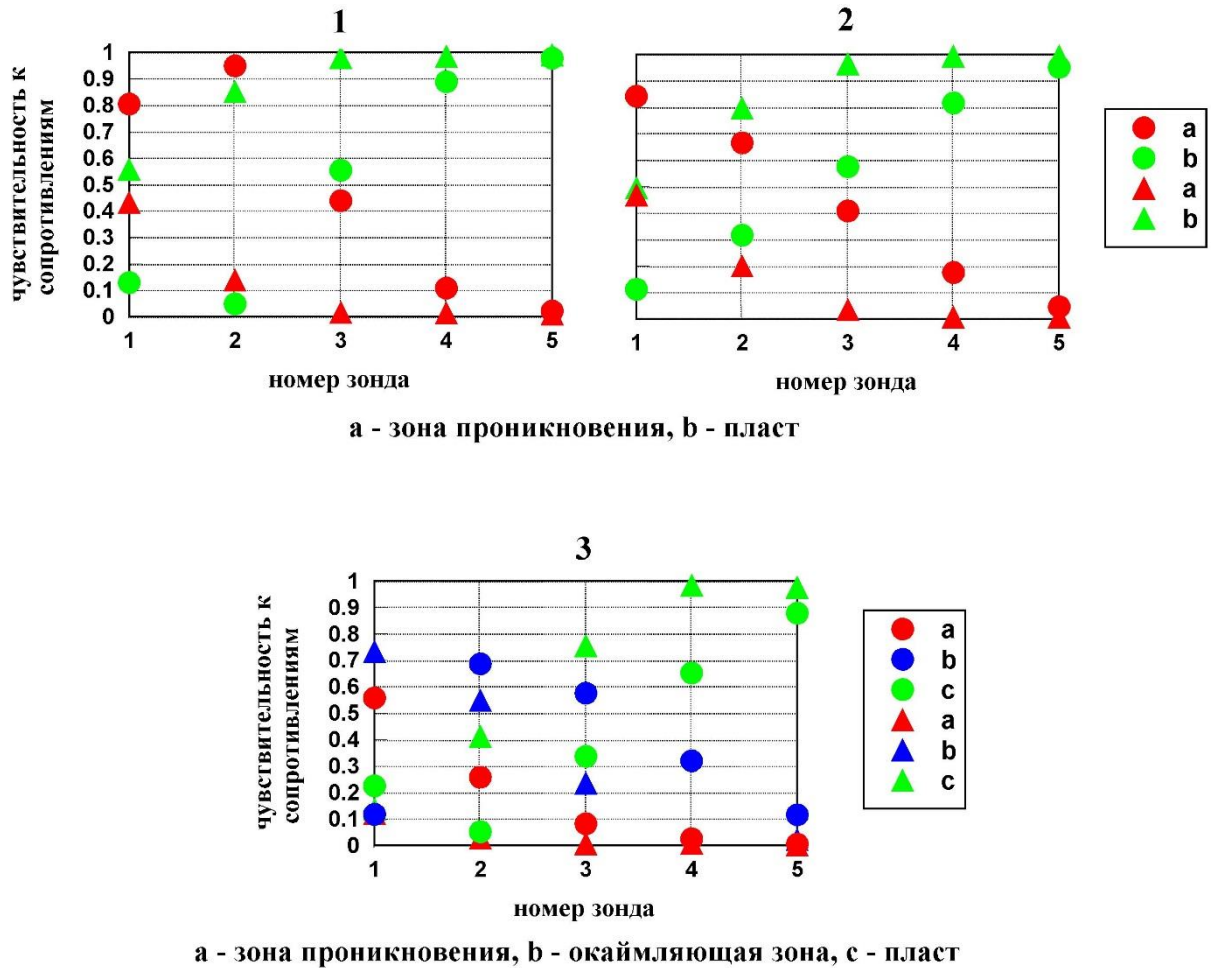


Рисунок 3.12 – Чувствительности к зоне проникновения, окаймляющей зоне и пласту. 1 – Модель 1, 2 – Модель 2, 3 – Модель 3

Для всех рассмотренных моделей амплитуда обладает значительно большей глубиной по сравнению с разностью фаз: зонды чувствительны к более удаленным участкам среды. На рисунке 3.13 показано, как уменьшается чувствительность длинного зонда 2.0 м к пласту при возрастании радиуса зоны проникновения, т. е. какова глубинность для разности фаз и для амплитуды. На расстоянии 2.8 м от центра скважины чувствительность амплитуды длинного зонда к пласту составляет 40 %, а для разности фаз расстояние, где чувствительность равна 40 %, примерно в 1.8 раз меньше – 1.6 м.

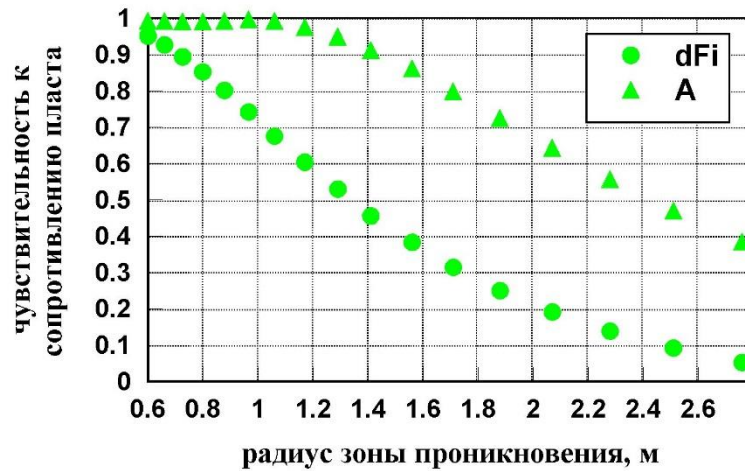


Рисунок 3.13 – Чувствительность разности фаз и амплитуды к пласту в зависимости от радиуса зоны проникновения. Модель 2

3.2.2. Численная инверсия синтетических данных

Рассматриваются разные модели радиального распределения электросопротивления и диэлектрической проницаемости. Радиус скважины равен 0.108 м, ОДП – 3. Значения истинных параметров моделей и результаты инверсии приведены в таблицах 3.6 – 3.13.

Скважина на пресном буровом растворе с УЭС 2 Ом·м

Кажущиеся сопротивление и диэлектрическая проницаемость пласта вычислены с использованием однородной среды по показаниям зонда 2 м. Инверсия данных, т. е. подбор параметров зоны проникновения и пласта позволила уточнить сопротивление и диэлектрическую проницаемость пласта только в случае достаточно широкой зоны проникновения ($r_{зп} = 0.608$ м, Модель 8). Диэлектрическая проницаемость скважины не влияет на результаты измерений и при инверсии данных полагается равной нулю.

Таблица 3.6 – Модель 4. Глинистый пласт

	Зона проникнов.	Пласт	Кажущиеся значения	Результат инверсии
УЭС, Ом·м	10	3.5	3.51	3.50
ОДП	35	45	46.0	45.9
радиус, м	0.208			

Таблица 3.7 – Модель 5. Нефтенасыщенный песчаник

	Зона проникнов.	Пласт	Кажущиеся значения	Результат инверсии
УЭС, Ом·м	30	35	35.1	35.0
ОДП	20	30	29.3	29.4
радиус, м	0.408			

Таблица 3.8 – Модель 6. Карбонатный коллектор

	Зона проникнов.	Пласт	Кажущиеся значения	Результат инверсии
УЭС, Ом·м	30	80	80.3	80.5
ОДП	15	20	19.7	20.0
радиус, м	0.358			

Таблица 3.9 – Модель 7. Карбонатный коллектор

	Зона проникнов.	Пласт	Кажущиеся значения	Результат инверсии
УЭС, Ом·м	30	80	80.2	80.0
ОДП	30	40	39.9	40.0
радиус, м	0.358			

Таблица 3.10 – Модель 8. Карбонатный коллектор

	Зона проникнов.	Пласт	Кажущиеся значения	Результат инверсии
УЭС, Ом·м	30	80	77.8	80.2
ОДП	15	20	23.5	19.6
радиус, м	0.608			

Скважина на биополимерном буровом растворе с УЭС 0.05 Ом·м

Кажущиеся сопротивление и диэлектрическая проницаемость пласта вычислены с использованием двухслойной модели среды «скважина-пласт» по показаниям зонда 2 м.

Таблица 3.11 – Модель 9. Нефтенасыщенный песчаник

	Зона проникнов.	Пласт	Кажущиеся значения	Результат инверсии
УЭС, Ом·м	5	35	34.7	35.0
ОДП	20	30	33.7	29.9
радиус, м	0.408			

Таблица 3.12 – Модель 10. Карбонатный коллектор

	Зона проникнов.	Пласт	Кажущиеся значения	Результат инверсии
УЭС, Ом·м	10	80	80.0	79.5
ОДП	15	20	20.2	20.5
радиус, м	0.358			

Таблица 3.13 – Модель 11. Карбонатный коллектор

	Зона проникнов.	Пласт	Кажущиеся значения	Результат инверсии
УЭС, Ом·м	10	80	80.0	79.3
ОДП	30	40	40.2	40.1
радиус, м	0.358			

В общем случае для зоны проникновения в результате инверсии получаются эквивалентные значения сопротивления, диэлектрической проницаемости и радиуса. Это связано со слабой чувствительностью амплитуд к зоне проникновения.

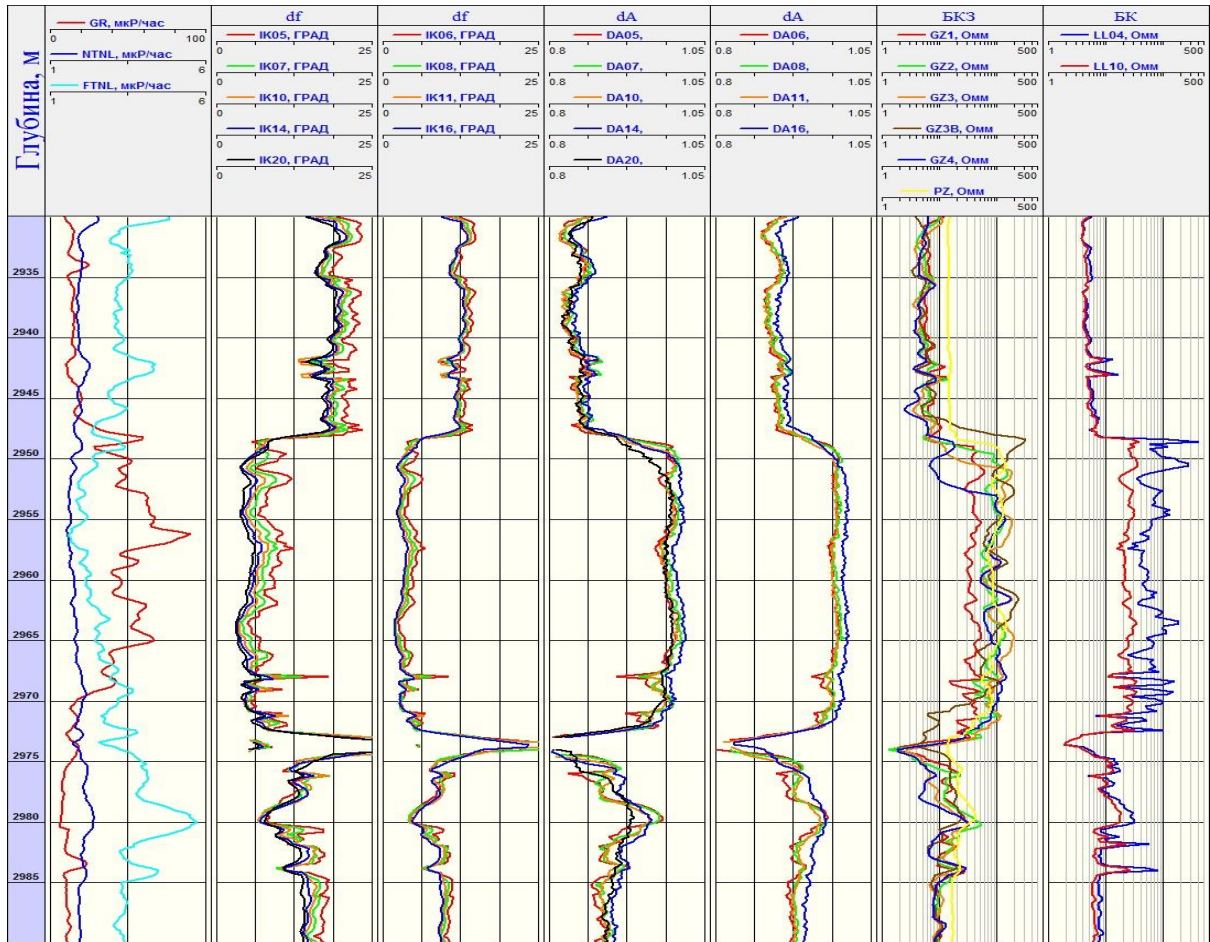
Таким образом, оценивать диэлектрическую проницаемость пласта следует не с помощью инверсии, а по кажущимся значениям с использованием

однородной или двухслойной цилиндрически-слоистой среды. Измеряемые зондами ВИКИЗ относительные амплитуды являются независимыми измерениями, позволяющими более точно оценивать сопротивление зоны проникновения и пласта. Амплитуды и разности фаз чувствительны к разным участкам среды: амплитуды менее локальны. Использование амплитуд наряду с разностями фаз в интерпретационных схемах позволяет извлекать новую информацию, а именно: определять диэлектрическую проницаемость пластов и таким образом дифференцировать пласты, имеющие примерно одинаковое сопротивление, по диэлектрической проницаемости.

3.2.3. Дисперсия электрофизических параметров по практическим данным

В горных породах, где проявляется частотная дисперсия УЭС и ДП, необходимо оценивать данные параметры отдельно на каждой частоте. В этом случае интерпретационная модель является двухслойной («скважина-пласт») с известными параметрами скважины, УЭС и ОДП определяются по разности фаз и относительной амплитуде. В качестве примера приведена построенная электрофизическая модель отложений баженовской свиты, вскрытых скважиной 4562 Восточно-Сургутского месторождения (Рисунок 3.14). В изучаемом интервале установлены частотные зависимости УЭС и ОДП.

Анализ разрешающей способности показывает, что погрешности определения ОДП сильно возрастают при уменьшении частоты. Так, если для 14 МГц они составляют 10 – 20 % вдоль профиля, то для 875 кГц – от 45 до 90 %. Поэтому частотную дисперсию необходимо изучать с применением более высоких частот (Раздел 2.4).



Электрофизические характеристики

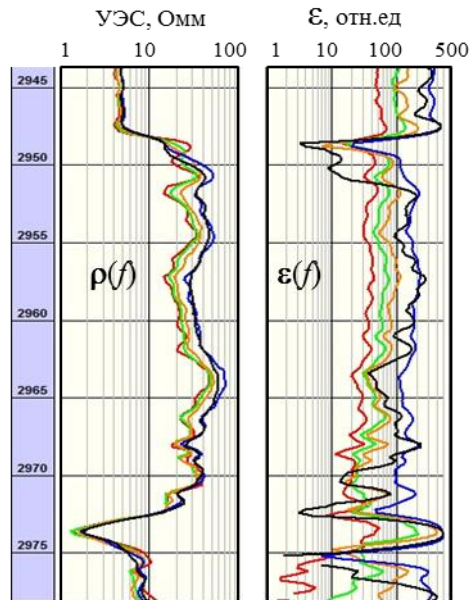


Рисунок 3.14 – Каротажные данные скважинного комплекса СКЛ в интервале баженовской свиты (вверху) и результаты интерпретации данных ВЭМКЗ в интервале отложений баженовской свиты, вскрытых скважиной 4562 Восточно-Сургутского месторождения для зондов первой изопараметрической группы (внизу)

3.3. Определение электрической макроанизотропии по сигналам электрического и электромагнитного каротажа в наклонно-горизонтальных скважинах

В данном разделе исследуется поведение сигналов ВЭМКЗ и БКЗ, а также их функций чувствительности к параметрам макроанизотропного разреза, вскрытого наклонно-горизонтальными скважинами для обоснования возможности совместной инверсии данных в вертикально неоднородной модели среды. Приведены примеры численной интерпретации данных и показано, что комплексный подход к изучению макроанизотропных сред повышает эффективность применяемых геофизических комплексов и увеличивает достоверность результатов интерпретации [Исследование возможностей ..., 2016; Численная инверсия ..., 2016].

Численное моделирование проводилось с помощью программы «FMHV» (раздел 2.5.4), инверсия синтетических и практических данных – с помощью программ «InvEMhor» (раздел 3.6.2).

3.3.1. Обоснование возможностей комплекса данных ВЭМКЗ и БКЗ в анизотропных средах

В настоящее время во многих российских сервисных геофизических компаниях пользуются методиками и средствами интерпретации данных, созданными для модели изотропного пласта бесконечной мощности. При этом разрабатываемые пласты часто характеризуются тонкой слоистостью или макроанизотропией, наличием контрастных по УЭС прослоев, небольшой толщиной. Традиционная интерпретация в таких коллекторах зачастую приводит к искажению оценки его эффективной толщины и УЭС. Особого внимания требует оценка влияния анизотропии УЭС на сигналы наклонных зондов, для которых наблюдается повышенное значение кажущегося сопротивления (КС). Часто это явление трактуется как повышение

нефтегазосодержания, что приводит к необоснованному завышению оценки продуктивности.

В последнее время при исследованиях наклонно-горизонтальных нефтегазовых скважин широкое применение получил метод ВЭМКЗ. Ранее многими авторами разрабатывались теоретические основы применения метода БКЗ в наклонных скважинах [Табаровский, Дашевский, 1976; Суродина, Эпов, Мартаков, 2004; Эпов, Шурина, Нечаев, 2007], а благодаря новому исполнению конструкции прибора, в последние годы стало технологически возможным и практическое применение БКЗ в сильнонаклонных и горизонтальных интервалах [Новый аппаратный ..., 2010; Electromagnetic sounding ..., 2012].

Важной задачей является разработка средств интерпретации комплекса электрометрии ВЭМКЗ и БКЗ, учитывающих сложное строение коллекторов и обеспечивающих достоверные оценки насыщения нефтегазовых залежей. Базовой моделью для изучения поведения сигналов электромагнитного каротажа и возможностей определения геоэлектрических параметров среды является горизонтально-слоистая анизотропная (трансверсально-изотропная) модель среды (Рисунок 2.1) с учетом наклона прибора относительно горизонтальных границ пластов. Каждый слой характеризуется двумя значениями УЭС: в горизонтальной плоскости – ρ_{hj} и по вертикали – ρ_{vj} . Коэффициент электрической анизотропии слоя λ_j определяется отношением:

$$\lambda_j^2 = \frac{\rho_{vj}}{\rho_{hj}}.$$

Численное моделирование в однородной анизотропной среде

В первую очередь рассматривается зависимость сигналов ВЭМКЗ и БКЗ от наклона зонда и электрофизических параметров однородного анизотропного пласта бесконечной мощности, в котором различные зонды ВЭМКЗ показывают одинаковые значения разности фаз и относительной амплитуды, а зонды БКЗ – КС.

Пусть горизонтальное УЭС $\rho_h = 4 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, а вертикальная составляющая УЭС $\rho_v = 9$ и $16 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ($\lambda = 1.5$ и 2). Такие значения УЭС характерны для глинистых покрывок в терригенном разрезе. На рисунке 3.15 вверху представлены графики разности фаз $\Delta\varphi$ ВЭМКЗ (слева), отношения амплитуд A_2/A_1 ВЭМКЗ (в центре) и кажущегося сопротивления ρ_k градиент-зонда БКЗ и ВЭМКЗ (справа) в зависимости от угла наклона зонда (скважины) θ относительно вертикали. КС ВЭМКЗ вычисляется по значению разности фаз.

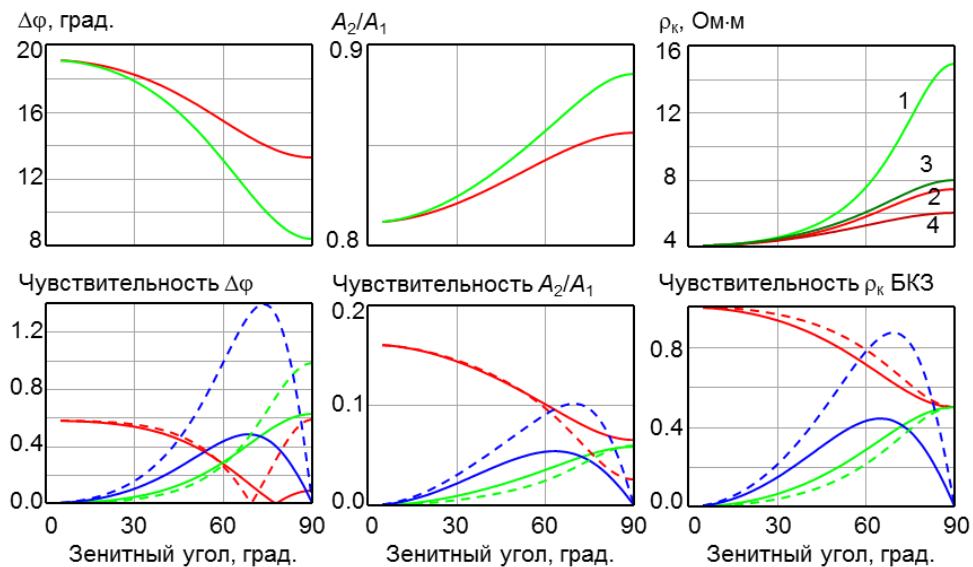


Рисунок 3.15 – Вверху – зависимости от зенитного угла разности фаз и отношения амплитуд зонда ВЭМКЗ и кажущегося сопротивления (1, 2 – ВЭМКЗ; 3, 4 – градиент-зонда БКЗ) в однородной анизотропной среде; $\rho_h = 4 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\rho_v = 9$ и $16 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (красный и зеленый цвета). Внизу – чувствительности разности фаз и отношения амплитуд зонда ВЭМКЗ и КС градиент-зонда БКЗ к ρ_h (красный цвет), ρ_v (зеленый) и зенитному углу (синий) в зависимости от его величины; $\rho_v = 9 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ – сплошные линии, $16 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ – пунктир

С увеличением ρ_v разность фаз уменьшается, а значения отношения амплитуд и КС возрастают. Такая же ситуация наблюдается и при увеличении зенитного угла θ . Вариация разности фаз и КС зонда ВЭМКЗ – наибольшая, отношения амплитуд – наименьшая. При увеличении вертикального УЭС ρ_v динамический диапазон сигналов возрастает. Представленные зависимости показывают характер поведения сигналов в практически важных случаях: при

различных значениях коэффициента анизотропии и при разных углах наклона скважины. Существует значительное различие между значениями КС БКЗ и ВЭМКЗ. Значение КС БКЗ в соответствии с известными зависимостями при увеличении зенитного угла стремится к среднему геометрическому $\sqrt{\rho_v \cdot \rho_h}$ горизонтального и вертикального сопротивлений. Значение КС ВЭМКЗ изменяется намного сильнее и при горизонтальном положении зонда равно 7.3 Ом·м при $\sqrt{\rho_v \cdot \rho_h} = 6$ Ом·м и около 15 Ом·м при $\sqrt{\rho_v \cdot \rho_h} = 8$ Ом·м. Такое поведение сигнала ВЭМКЗ соответствует аналитической зависимости, приведенной в статье [Каринский, Даев, 2008], и характерно для анизотропной среды с небольшими значениями горизонтального сопротивления до 20 – 30 Ом·м. При повышении значения ρ_h значение КС ВЭМКЗ в горизонтальной скважине приближается к значению среднего геометрического. При совместной интерпретации значений КС по данным зондов БКЗ и ВЭМКЗ значительно повышается достоверность определяемых анизотропных параметров отложений.

Поведение функций чувствительности в зависимости от наклона зонда подтверждают возможность надежного определения горизонтального и вертикального УЭС в важном для практики случае, когда известен угол наклона скважины относительно напластования. На рисунке 3.15 внизу показаны функции чувствительности разности фаз и отношения амплитуд зонда ВЭМКЗ, а также КС градиент-зонда БКЗ к горизонтальному и вертикальному УЭС однородной анизотропной среды ρ_h и ρ_v и зенитному углу θ в зависимости от его величины.

С увеличением зенитного угла чувствительность к вертикальному УЭС монотонно возрастает, а к зенитному углу характеризуется максимумом при $\theta = 65 - 75^\circ$ и равна нулю при 0 и 90° .

Графики чувствительности разности фаз к горизонтальному УЭС при невысоком значении коэффициента анизотропии переходят через ноль и уменьшаются по абсолютной величине. Чувствительности отношения

амплитуд ВЭМКЗ и сигнала БКЗ к горизонтальному УЭС убывают монотонно. Чувствительности КС градиент-зонда БКЗ к горизонтальному и вертикальному УЭС симметричны относительно уровня чувствительности, равному 0.5. С увеличением вертикального УЭС от 9 до 16 Ом·м увеличивается чувствительность к вертикальному УЭС и зенитному углу, а чувствительность к горизонтальному УЭС меняется слабее.

При росте горизонтального сопротивления (например, для модели нефтенасыщенного песчаника) при тех же коэффициентах анизотропии функции чувствительности для зондов БКЗ останутся прежними. Для зондов ВЭМКЗ чувствительность отношения амплитуд уменьшится, чувствительность разности фаз к вертикальному УЭС и зенитному углу уменьшится незначительно, а к горизонтальному УЭС – увеличится. Кроме того, с ростом УЭС меняется и характер поведения чувствительности разности фаз к горизонтальному УЭС: появляется экстремум и исчезает переход через ноль.

Численное моделирование в двухслойной горизонтально-слоистой анизотропной среде

Анализ особенностей поведения сигналов ВЭМКЗ и БКЗ и их трансформаций в КС, чувствительностей сигналов проводится в модели двухслойной горизонтально-слоистой среды, вскрытой наклонной скважиной. Вертикальная координата граница – 3 м. Значения УЭС верхнего полупространства, представляющего глинистую покрывку: $\rho_{h1} = 4$ Ом·м, и $\rho_{v1} = 9$ Ом·м; нижнего полупространства (нефтенасыщенный песчаник): $\rho_{h2} = 15$ Ом·м, $\rho_{v2} = 60$ Ом·м. Зенитный угол скважины $\theta = 60^\circ$. Результаты моделирования сигналов представлены на рисунке 3.16.

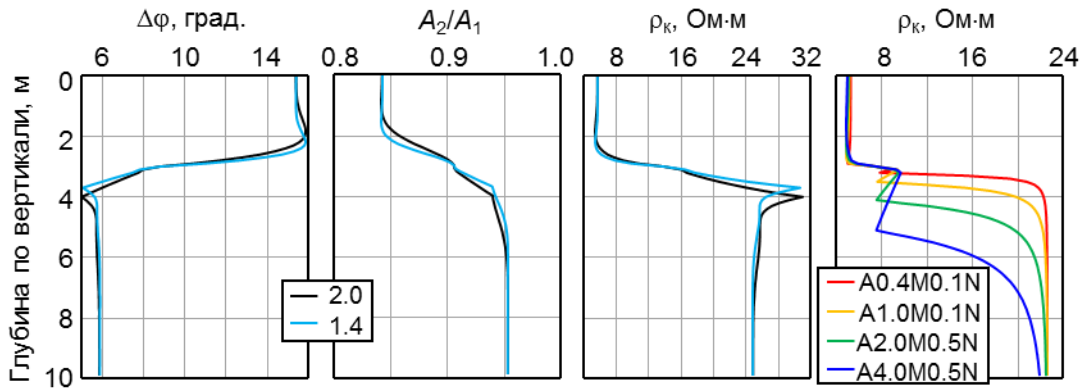


Рисунок 3.16 – Зависимости разности фаз, отношения амплитуд, КС зондов ВЭМКЗ (шифр кривых – длина зонда, м) и КС градиент-зондов БКЗ от глубины по вертикали

В отличие от однородной среды, где показания зондов совпадали, в зоне влияния границы сигналы зондов ВЭМКЗ и БКЗ ведут себя независимо. Появляется возможность оценивать горизонтальные и вертикальные сопротивления соседних пластов, положение границы между ними и зенитный угол по совокупности сигналов. Здесь и далее длина зонда ВЭМКЗ – это расстояние между генераторной и дальней приемной катушками, длина зонда БКЗ – расстояние между питающим токовым электродом и ближним приемным.

Как видно из рисунка 3.16, положение границы проявляется на диаграммах измеряемых сигналов и КС ВЭМКЗ характерным изменением производной. КС быстрее выходят на асимптотические значения по сравнению с отношением амплитуд. Эти значения составляют около 25 и 6 Ом·м в нижнем и верхнем пластах, соответственно. Если рассматривать движение снизу вверх, то сигналы БКЗ на расстоянии от границы в 2.5 раза больше длины зонда соответствуют сигналам в среде с параметрами нижнего пласта. Выше начинается их постепенное снижение по мере приближения к границе. Все диаграммы выходят на характерный минимум 7.5 – 8.0 Ом·м на расстоянии от границы, примерно равном половине длины зонда по вертикали. Затем следует линейный участок, где значения КС повышаются до 9 – 9.5 Ом·м, а на самой границе происходит их резкое снижение до уровня

значений в верхнем пласте. Асимптотические значения составляют соответственно около 22.5 и 5.0 Ом·м в нижнем и верхнем пластах.

Отмечается различие асимптотических значений КС по данным методов ВЭМКЗ и БКЗ. Оно составляет около 10% значения КС. Следовательно, если обеспечена высокая точность измерений, по этой дифференциации может быть установлен факт наличия анизотропии УЭС и оценены ее параметры.

На рисунке 3.17 приведены функции чувствительности разности фаз ВЭМКЗ и КС БКЗ.

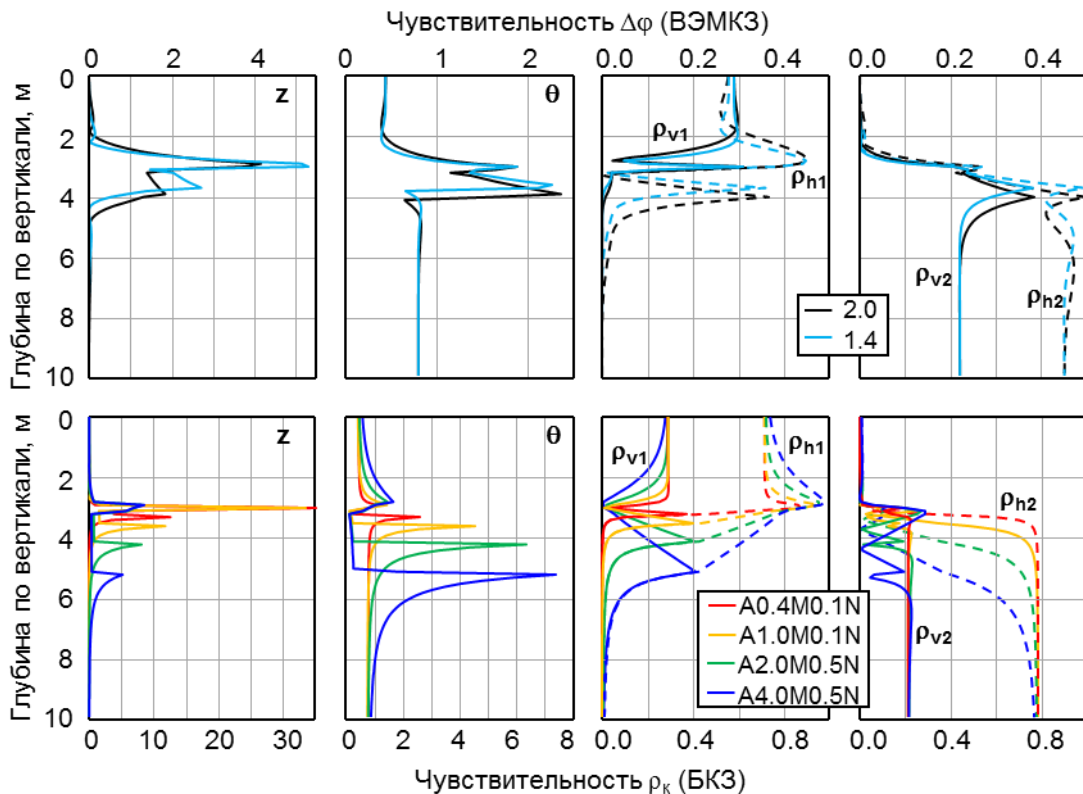


Рисунок 3.17 – Чувствительность в зависимости от глубины по вертикали разности фаз (вверху, шифр кривых – длина зонда, м) и КС БКЗ (внизу): к положению геоэлектрической границы z , к зенитному углу θ , к горизонтальному (ρ_{h1} и ρ_{h2} , пунктир) и вертикальному (ρ_{v1} и ρ_{v2} , сплошная) УЭС верхнего и нижнего слоя

Чувствительность разности фаз к положению геоэлектрической границы и зенитному углу имеет два экстремума: в точке расположения границы и в нижнем полупространстве на расстоянии, сравнимом с половиной длины

зонда. Чувствительности сигналов БКЗ к положению геоэлектрической границы также имеют два характерных экстремума: в точке расположения границы и в нижнем полупространстве на расстоянии около половины длины зонда. Чувствительности сигналов БКЗ к зенитному углу имеют уже три экстремума: максимум и минимум сверху и снизу границы, на достаточно близком расстоянии от нее (около половины базы зонда), и максимум в нижнем полупространстве на расстоянии около половины длины зонда. Установлено, что при увеличении зенитного угла характерные экстремумы будут приближаться к границе вследствие уменьшения проекции на вертикаль. Если же графики представить в зависимости от расстояния вдоль скважины, то характерные экстремумы будут находиться на значительно большем расстоянии, которое обратно пропорционально косинусу зенитного угла.

Чувствительности разности фаз ВЭМКЗ к УЭС верхнего и нижнего слоя также обладают характерными экстремумами, которые при увеличении зенитного угла также будут сдвигаться к границе. Чувствительность к горизонтальному УЭС выше, чем к вертикальному в менее проводящем нижнем слое, а чувствительность к вертикальному УЭС значительно более локальна. Выход графиков чувствительностей сигнала длинного зонда БКЗ на асимптотические значения происходит значительно медленнее, чем для длинного зонда ВЭМКЗ, что объясняется вдвое большей длиной зонда. При совместной интерпретации измерений ВЭМКЗ и БКЗ можно определить параметры нижнего менее проводящего слоя на расстоянии 0.3 – 1.0 м от границы, а более проводящего верхнего слоя – на расстоянии до 2.0 м.

Численное моделирование в трехслойной горизонтально-слоистой анизотропной среде, вскрытой скважиной с криволинейной траекторией

Модель характеризуется следующими параметрами: вертикальные координаты границ – 6 и 11 м, значения УЭС верхнего слоя, который

представляет глинистую покрывку – $\rho_{h1} = 3 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\rho_{v1} = 6 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; среднего слоя (нефтенасыщенный песчаник) – $\rho_{h2} = 15 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\rho_{v2} = 75 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; нижнего слоя (водонасыщенный изотропный песчаник) – $\rho_3 = 5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Скважина сначала идет в верхнем пласте, затем входит в средний слой и приближается сначала к нижней границе, а затем – к верхней, после чего ее траектория проходит почти горизонтально. На рисунке 3.18 представлены результаты моделирования сигналов ВЭМКЗ и БКЗ и чувствительности разности фаз длинного зонда ВЭМКЗ и КС длинного зонда БКЗ к значениям горизонтального и вертикального УЭС, а также к положению границ в зависимости от расстояния по скважине.

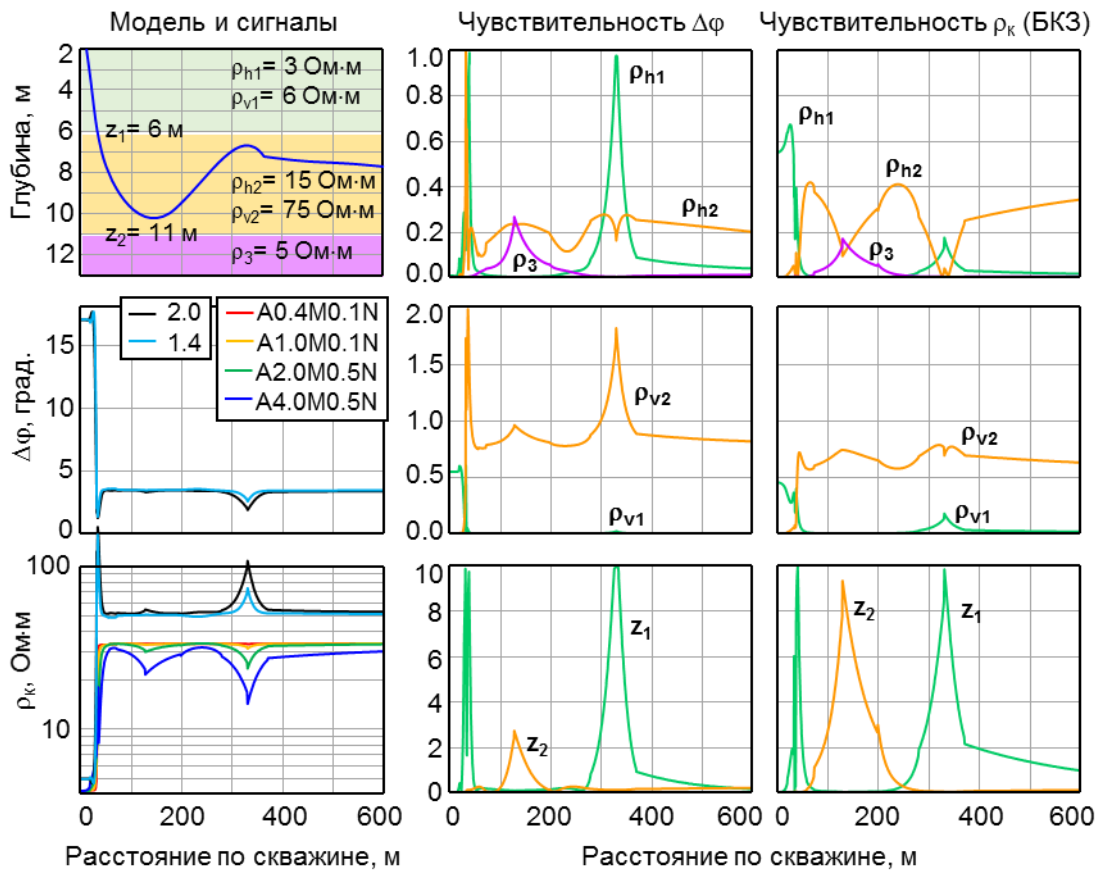


Рисунок 3.18 – Зависимости сигналов и их чувствительностей в трехслойной анизотропной модели в зависимости от расстояния по скважине. Слева, сверху вниз: модель и скважина; разность фаз ВЭМКЗ (шифр кривых – длина зонда, м); КС градиент-зондов БКЗ и ВЭМКЗ. В середине – чувствительность разности фаз DF20; справа – чувствительность КС А4.0М0.5N: вверху – к горизонтальным УЭС; в середине – к вертикальным УЭС; внизу – к положению границ

На диаграммах разности фаз наблюдаются характерные экстремумы, которые соответствуют переходу зонда через верхнюю границу среднего слоя, приближению к его подошве (экстремум выражен очень слабо), а также – приближению к кровле [Численное моделирование ..., 2014]. КС длинных градиент-зондов БКЗ А2М05N и А4М05N значительно сильнее реагирует на приближение к кровле и подошве среднего слоя. Эти зонды обладают большей чувствительностью к границе с более проводящим слоем, как уже было показано для двухслойной модели.

При сравнении диаграмм КС ВЭМКЗ и БКЗ можно сделать вывод о том, что приближение или удаление от границы с более проводящим слоем отмечается разным характером поведения КС. В то время как на диаграммах КС ВЭМКЗ наблюдается локальный максимум, диаграммы КС БКЗ показывают минимум значений. Такое взаимно обратное поведение КС ВЭМКЗ и БКЗ однозначно говорит не о наличии латеральной неоднородности, а о приближении скважины к пласту большей проводимости.

В нижней части скважины и в интервале приближения к кровле коллектора разность фаз обладает большей чувствительностью к сопротивлениям верхнего и нижнего проводящих слоев, в то время как КС более чувствительно к вертикальному сопротивлению верхнего слоя и к положению нижней границы. Из этого следует, что при добавлении к измерениям ВЭМКЗ сигналов БКЗ увеличивается чувствительность к вертикальным сопротивлениям соседних пластов и диагностирование границы становится возможным на большем расстоянии.

3.3.2. Численная инверсия синтетических данных

Выполнена численная инверсия синтетических (псевдоэкспериментальных) данных ВЭМКЗ и БКЗ и оценены погрешности определения геоэлектрических параметров среды при использовании как всего комплекса данных, так и только данных ВЭМКЗ, когда измерения БКЗ

не проводились [Численное моделирование ..., 2015]. Псевдоэкспериментальные данные получены путем зашумления сигналов ВЭМКЗ (разности фаз и отношения амплитуд) и КС БКЗ, рассчитанных в инверсионной модели. Шум был смоделирован как нормально распределенная случайная величина с дисперсией 0.02.

Модель среды описывает пересечение скважиной с зенитным углом 70° нефтенасыщенного коллектора с горизонтальным УЭС 10 Ом·м, вертикальным УЭС 40 Ом·м (коэффициент электрической анизотропии 2.0) мощностью 3 м, перекрытого глинистыми отложениями и подстилаемого водонасыщенным песчаником с УЭС 5 Ом·м. Начальное приближение для значений УЭС каждого слоя было построено по средним значениям КС, для положения границ – по наибольшему градиенту диаграмм сигналов. В таблице 3.14 приведены истинные, начальные и подобранные значения параметров среды – УЭС и координат границ.

Таблица 3.14 – Истинные, начальные и подобранные значения геоэлектрических параметров среды

Параметр	Истинное значение	Начальное значение	Результат подбора
ρ_{h1}	5 Ом·м	4 Ом·м	4.98 Ом·м
ρ_{h2}	10 Ом·м	16 Ом·м	9.84 Ом·м
ρ_{h3}	5 Ом·м	4 Ом·м	5.02 Ом·м
ρ_{v2}	40 Ом·м	16 Ом·м	40.8 Ом·м
z_1	-1.5 м	-1.4 м	-1.50 м
z_2	1.5 м	1.7 м	1.49 м

Расхождение между истинными и подобранными значениями положений границ и УЭС вмещающих отложений – менее 0.5 %. Для горизонтального УЭС среднего пласта – расхождение около 1.6 %, для вертикального УЭС – 2 %. На рисунке 3.19 изображены

псевдоэкспериментальные данные и синтетические данные, которые соответствуют подобранной в результате инверсии модели.

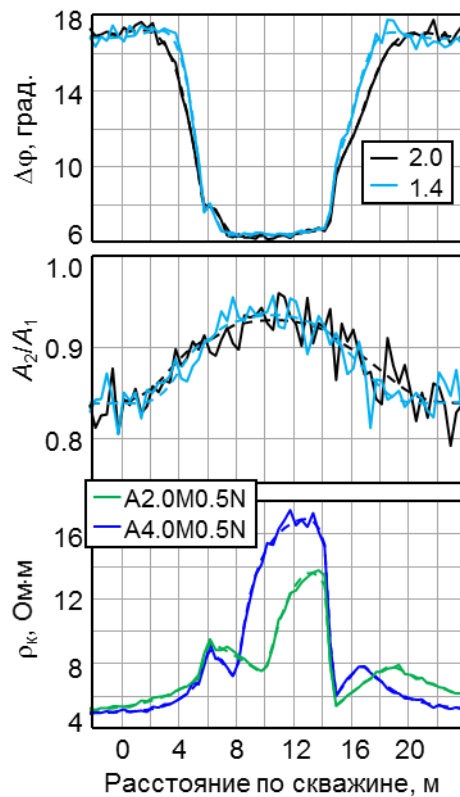


Рисунок 3.19 – Диаграммы: разность фаз, отношение амплитуд, КС БКЗ; псевдоэкспериментальные сигналы (сплошная линия) и подобранные в результате инверсии (пунктир)

Результаты линейного анализа разрешающей способности двух систем наблюдений (как с использованием сигналов БКЗ, так и без них) к полному набору геоэлектрических параметров приведены в таблице 3.15. Предполагалось, что погрешность измерений составляет 2%.

Из таблицы 3.15 следует, что добавление сигналов БКЗ в общую систему измерений существенно улучшает качество определения параметров. Так, ошибка в определении горизонтального сопротивления нефтенасыщенного коллектора ρ_{h2} уменьшается в 3.3 раза, вертикального сопротивления ρ_{v2} – в 2.2 раза.

Таблица 3.15 – Погрешности определения геоэлектрических параметров среды

Параметр	Истинное значение	Максимальная погрешность определения, %	
		ВЭМКЗ и БКЗ	ВЭМКЗ
ρ_{h1}	5 Ом·м	5.1	8.8
ρ_{h2}	10 Ом·м	23	75
ρ_{h3}	5 Ом·м	6.0	8.8
ρ_{v2}	40 Ом·м	17	37
z_1	-1.5 м	1.9	3.5
z_2	1.5 м	1.9	3.5
θ	70°	0.5	0.8

Таким образом, с помощью математического моделирования сигналов электромагнитного и электрического каротажа, их функций чувствительности и анализа разрешающей способности в макроанизотропной горизонтально-слоистой модели показано, что комплексный подход к изучению сложнопостроенных геологических сред в силу независимости поведения сигналов разных методов вблизи геоэлектрических границ позволяет определять параметры макроанизотропной среды, пересекаемой наклонной скважиной и значительно повышает достоверность результатов интерпретации и эффективность применяемых геофизических комплексов.

3.3.3. Численная инверсия практических данных

Приведен пример численной инверсии данных ВЭМКЗ и БКЗ, полученных в наклонно-горизонтальной скважине Быстринской площади, пробуренной на биополимерном буровом растворе. В интервале 41.6 – 165.6 м (Рисунок 3.20) вскрыты мощные песчаные пласты-коллекторы с редкими прослоями карбонатизированных песчаников, глин и алевролитов. На рисунке 3.21 приведен результат инверсии данных, измеренных длинными зондами ВЭМКЗ. С хорошей точностью подобраны сигналы длинных зондов

ВЭМКЗ, работающих на низкой частоте (1.4 м, частота 1.75 МГц; 1.6 и 2.0 м, частота 0.875 МГц). Влияние прискважинной зоны с пониженным УЭС на сигнал зонда длиной 1.4 м незначительно, потому что каротаж проводился спустя 5 – 6 часов после бурения и глубокая зона не успела сформироваться. Это дало возможность успешного подбора как разности фаз, так и отношения амплитуд.

В нижней части рисунка 3.21 показаны также расчетные сигналы трех зондов БКЗ по сравнению с измеренными. Для сопоставления с синтетическими сигналами к измеренным сигналам было применено квазилинейное преобразование, которое позволило учесть влияние скважины с проводящим буровым раствором. Сигналы БКЗ также учитывались также при расстановке границ модели. Расхождение измеренных и рассчитанных сигналов в горизонтальной части скважины, возможно, связано с неучетом геометрии скважины и электродов, что привело к снижению синтетических сигналов в области границ непроводящих пластов. Когда скважина наклонена (интервал 30 – 90 м), соответствие сигналов достаточно хорошее.

В результате инверсии установлено, что мощность верхнего коллектора с повышенным содержанием нефти составляет примерно 6 м (глубины 4 – 10 м на рисунке 3.21), при этом на большей половине этого интервала УЭС равно 14 Ом·м, что соответствует высокому нефтесодержанию. Нижний коллектор также является нефтенасыщенным, он разделен на две части глинистой перемычкой, УЭС его верхней части (интервал глубин 14.5 – 19.7 м) составляет 22.6 Ом·м, нижней – около 35.0 Ом·м.

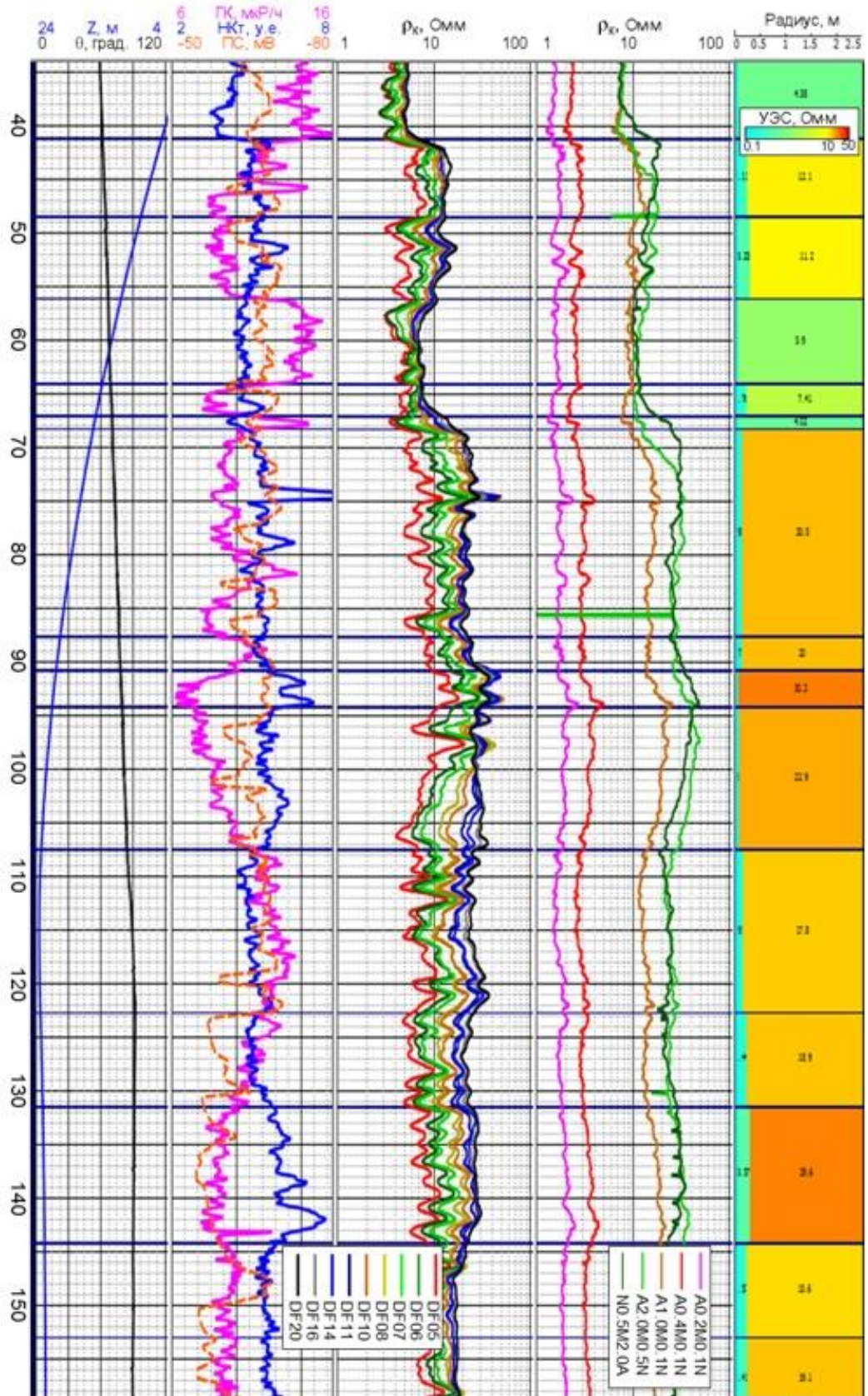


Рисунок 3.20 – Практические диаграммы: зенитный угол и относительная глубина по вертикали; ПС, ГК, НКт; кажущееся сопротивление по данным ВЭМКЗ и по данным БКЗ; цветное представление геоэлектрической модели

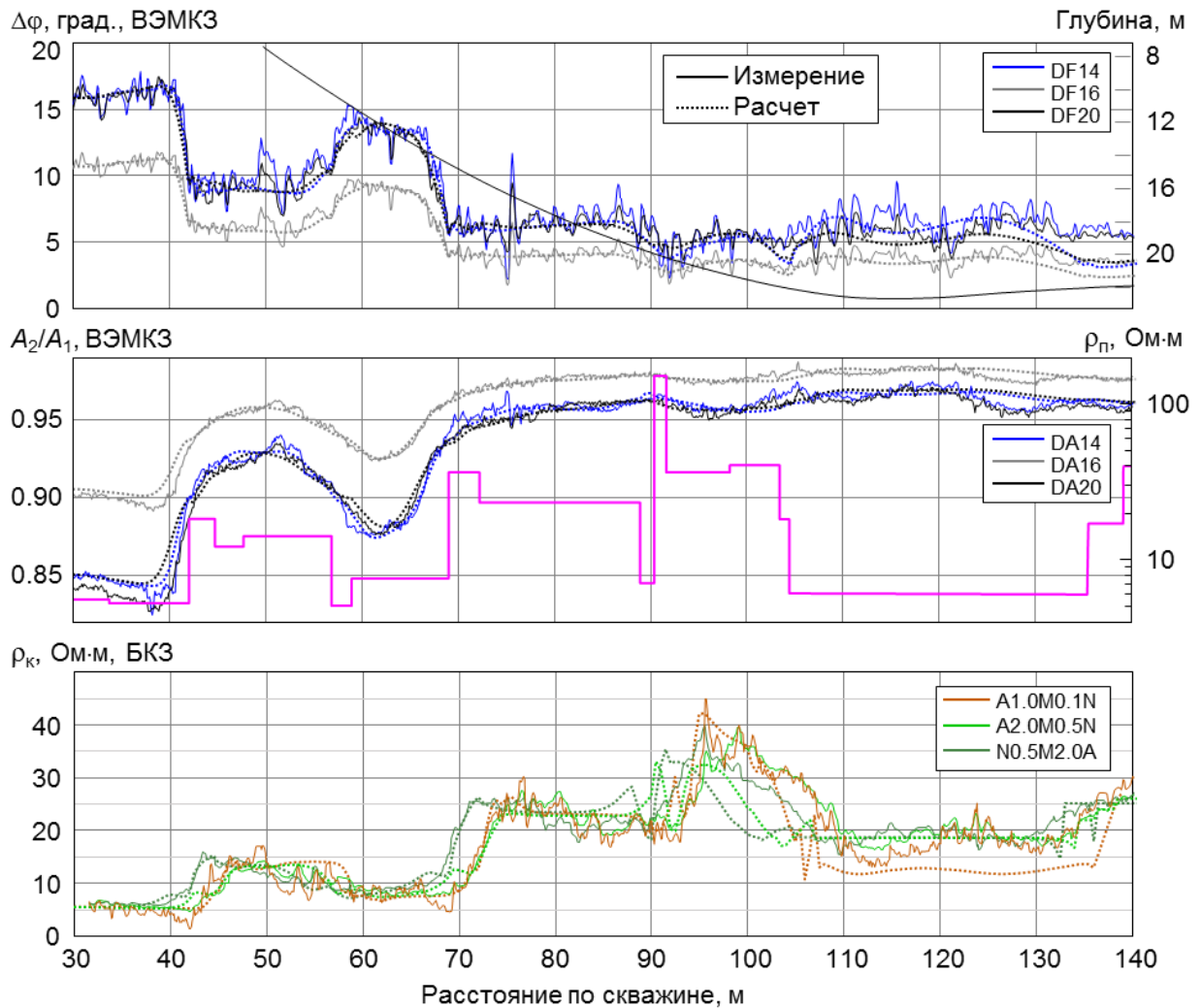


Рисунок 3.21 – Результат численной интерпретации: измеренные и рассчитанные в постинверсионной модели значения разности фаз (вверху), отношения амплитуд (середина) и кажущегося сопротивления по БКЗ (внизу). Вверху показана глубина скважины, посередине – подобранная модель распределения УЭС неизменной проникновением части пластов

3.4. Определение удельного электросопротивления, электрической макроанизотропии и расстояний до границ по данным ВИКПБ

Увеличение объемов бурения горизонтальных скважин и требований к повышению их добывных возможностей, обеспечение безопасности буровых работ требует создания новых высокоэффективных технологий геофизических исследований. Таким методом изучения наклонных и горизонтальных скважин является картаж непосредственно в процессе

бурения. Важной составляющей каротажа в процессе бурения является аппаратное обеспечение. Известные программно-аппаратурные комплексы ведущих зарубежных компаний геофизического сервиса Schlumberger Halliburton, Baker Hughes GE, Weitherford не представлены на российском рынке; такая аппаратура не продается российским сервисным геофизическим компаниям, а стоимость сервисных работ высока.

В НПП ГА «Луч» совместно с ИНГГ СО РАН разработана аппаратура для высокочастотного электромагнитного каротажа в процессе бурения ВИКПБ (Рисунок 3.22).



Рисунок 3.22 – Фотографии ВИКПБ

Комплекс включает прибор электромагнитного каротажа и телесистему, содержащую прибор гамма-каротажа, инклинометр, батарею питания,

пульсатор гидроканала передачи данных. Аппаратурная реализация характеризуется следующими основными особенностями. Прибор электромагнитного каротажа имеет немагнитный металлический корпус, обеспечивающий высокие прочностные параметры; измерения осуществляются двумя основными и четырьмя дополнительными трехкатушечными зондами с длинами 0.7, 1.05 и 1.4 м на двух частотах 0.88 и 3.5 МГц (Таблица 3.16). В приемных катушках регистрируются разности фаз и относительные амплитуды.

Таблица 3.16 – Параметры и шифры зондов ВИКПБ

Шифр зонда	Обозначение	Частота, МГц	Длина зонда, м	База зонда, м
1	L	0.88	1.40	0.35
3	LD		1.05	0.18
5	LE		1.40	0.53
2	H	3.5	0.70	0.18
4	HD		1.05	0.35
6	HE		1.05	0.53

Выбор параметров нового прибора ВИКПБ и измеряемых сигналов основан на развитии метода высокочастотного электромагнитного каротажа ВИКИЗ и его модификаций [Технология исследования ..., 2000; Новый аппаратурный ..., 2010]. Детальное описание новой разработки электромагнитного прибора ВИКПБ и способа передачи данных каротажа в процессе бурения с забоя на поверхность приведено в работе [Еремин, Волканин, Тарасов, 2012]. Сравнительный анализ практических данных ВИКПБ и ВИКИЗ показывает высокую степень их взаимного соответствия. Наличие металлического корпуса у прибора ВИКПБ обеспечивает сглаживание влияния неровностей стенки скважины при низком УЭС бурового раствора, не изменяя при этом среднего уровня измеряемых характеристик [Аппаратура и интерпретационная ..., 2014].

3.4.1. Установление возможностей метода для оценки УЭС и для задачи геонавигации

Настоящий раздел посвящен изучению поведения сигналов и функций чувствительности в модели нефтегазонасыщенных пластов-коллекторов, вскрытых пологими и горизонтальными скважинами [Численное моделирование ..., 2014; Аппаратура и интерпретационная ..., 2014; Сигналы электромагнитного ..., 2014; Development of LWD ..., 2014; Телеметрические системы ..., 2017]. Базовой интерпретационной моделью для электромагнитного каротажа в процессе бурения является горизонтально-слоистая изотропная или анизотропная (трансверсально-изотропная) модель среды с учетом наклона прибора относительно горизонтальных границ пластов (Рисунок 2.1). Численное моделирование проводилось с помощью программ «FMHV» и «NVik23» (раздел 2.5.4), инверсия синтетических и практических данных – с помощью программ «InvEMhor» (раздел 3.6.2), «InvEMhor_D2B» и «InvEMhor23» (раздел 3.6.3).

Измеряемые сигналы в реалистичной модели флюидонасыщенного коллектора

Типичная геоэлектрическая модель представляет собой перекрытый глинистой покрывкой водоплавающий пласт нефтенасыщенного песчаника, вскрытый скважиной со сложной траекторией (Рисунок 3.23, вверху). Мощность нефтенасыщенной части составляет 5 м. УЭС глинистой покрывки равно 3 Ом·м, нефтенасыщенной части коллектора – 15 Ом·м, водонасыщенной части – 5 Ом·м, границы располагаются на глубине 6 и 11 м. Представленная траектория скважины – одна из типичных траекторий для подобной обстановки, характеризуется участком снижения (нижняя точка 129 м по скважине находится в 0.8 м над подошвой нефтенасыщенной части), затем скважина идет вверх (пока расстояние до кровли в точке 331 м не достигнет 0.45 м), и далее выходит на почти горизонтальный участок.

На диаграммах разности фаз (Рисунок 3.23) для всех зондов пересечение кровли коллектора отражено в резком уменьшении значений с локальным экстремумом, который соответствует точке пересечения границы. Отклик от водонасыщенной части коллектора в виде слабого повышения значений заметен только у низкочастотных зондов 1, 3 и 5 в нижней части траектории (интервал 100 – 130 м по скважине). Влияние глинистой покрышки проявляется также увеличением разности фаз для всех зондов в интервале скважины 260 – 360 м. Визуальный анализ значений разности фаз затрудняется большим диапазоном изменения этой величины, обусловленным отсутствием изопараметричности зондов.

Значения отношения амплитуд для всех зондов в интервале 0 – 23 м соответствуют УЭС глинистой покрышки. Экстремум при пересечении границы наблюдается лишь на диаграммах высокочастотных зондов 4 и 6. В интервале 120 – 140 м наблюдается понижение сигнала, лучше выраженное для зондов 4, 5, 6 (разные частоты, наибольшие длины и базы), обусловленное влиянием водонасыщенной части, затем идет повышение до уровня, соответствующего УЭС нефтенасыщенной части. В интервале 280 – 360 м отношение амплитуд значительно снижается из-за близости проводящей покрышки, после чего наблюдается его увеличение до уровня, соответствующего 15 Ом·м. Наименьшим изменением в интервале 40 – 600 м характеризуется отношение амплитуд для зонда 3 – небольшая база (0.18 м) при низкой частоте не обеспечивает значительного изменения сигнала в приемных катушках.

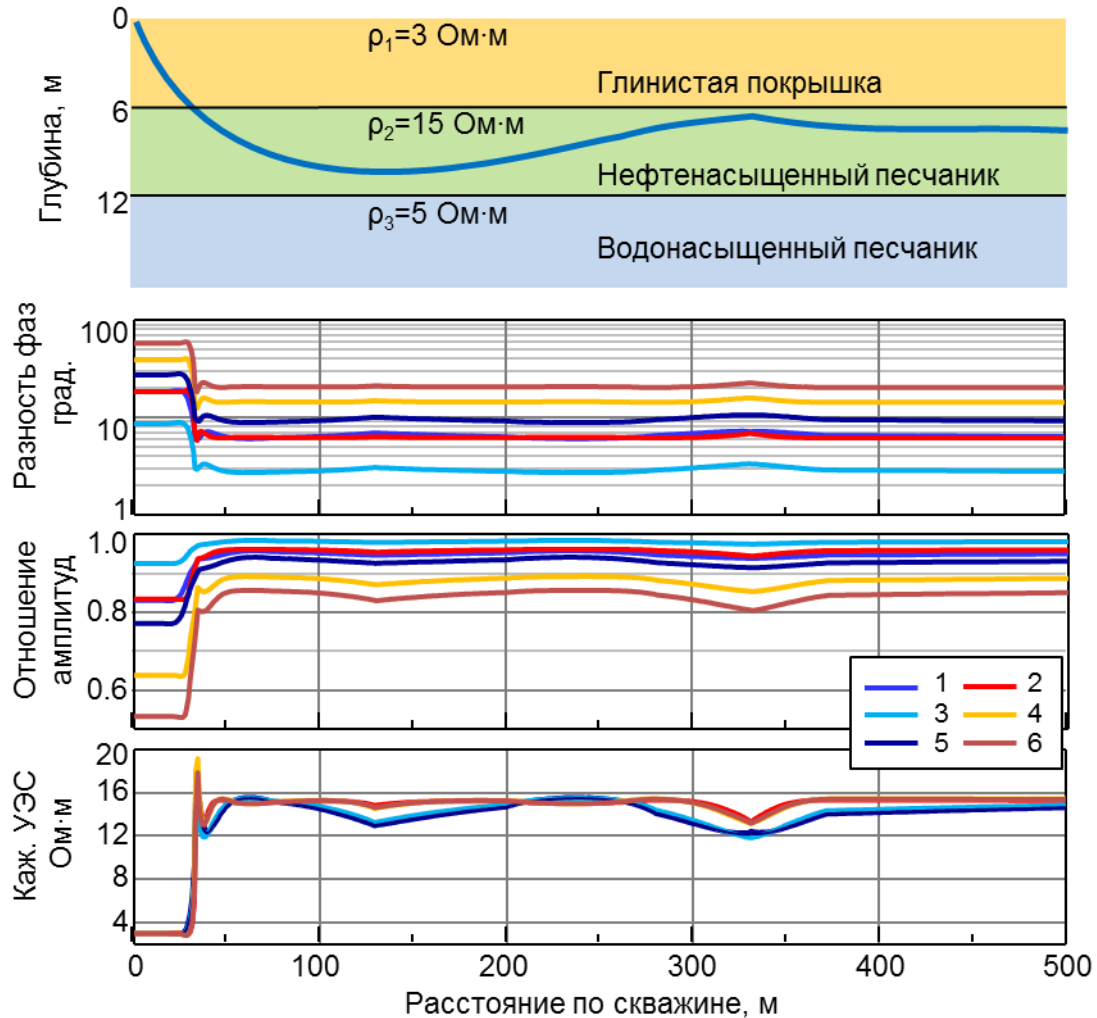


Рисунок 3.23 – Геоэлектрическая модель и диаграммы рассчитанных сигналов ВИКПБ в скважине со сложной траекторией. Сверху вниз: геоэлектрическая модель водоплавающего нефтенасыщенного коллектора, перекрытого глинистыми отложениями и траектория скважины; диаграммы: разность фаз; отношение амплитуд; кажущееся сопротивление. Шифр кривых – шифр зондов (Таблица 3.16)

На диаграммах кажущегося сопротивления при пересечении кровли коллектора также наблюдаются локальные экстремумы – хорошо выраженный узкий максимум (до 19 Ом·м) и минимум, ширина и минимальное значение которого зависит в основном от частоты генерируемого поля (7 м и 13 Ом·м для частоты 3.5 МГц; 16 м и 12 Ом·м для частоты 0.88 МГц). В средней части нефтенасыщенного пласта (интервалы 40 – 115, 140 – 290 и 360 – 500 м) кажущееся сопротивление для зондов 2, 4, 6 близко к истинному (15 Ом·м). Интервалы выхода на УЭС пласта диаграмм низкочастотных зондов

значительно короче (40 – 80, 200 – 260 и 460 – 500 м) – они соответствуют равноудаленному от границ положению зондов. В нижней точке скважины влияние водонасыщенной части приводит к уменьшению значений до 13.0 Ом·м для низкочастотных зондов 1, 3 и 5, уменьшение для зондов 2, 4 и 6 – незначительное (на 0.5 Ом·м). В верхней точке скважины кажущееся сопротивление уменьшается до 12.3 Ом·м для низкочастотных зондов 1, 3 и 5 и до 13.3 Ом·м – для зондов 2, 4 и 6, при этом расстояние до проводящей покрышки составляет всего около 0.5 м. Расхождение значений кажущегося сопротивления для разных частот – признак разной чувствительности измеряемых характеристик поля к вмещающим породам и основание для оценки расстояния до границ с покрышкой или водонасыщенной частью.

Результаты численного моделирования показывают хорошую чувствительность относительных амплитудно-фазовых характеристик к геоэлектрическим параметрам, что является условием успешного применения прибора ВИКПБ для решения задач геонавигации. Для более точного обоснования возможностей прибора рассматривается поведение функций чувствительности сигналов.

Функции чувствительностей измеряемых сигналов к геоэлектрическим параметрам

На рисунке 3.24 приведены чувствительности разности фаз и отношения амплитуд зондов 1 и 2 к геоэлектрическим параметрам рассмотренной выше изотропной модели (УЭС пластов и положениям границ).

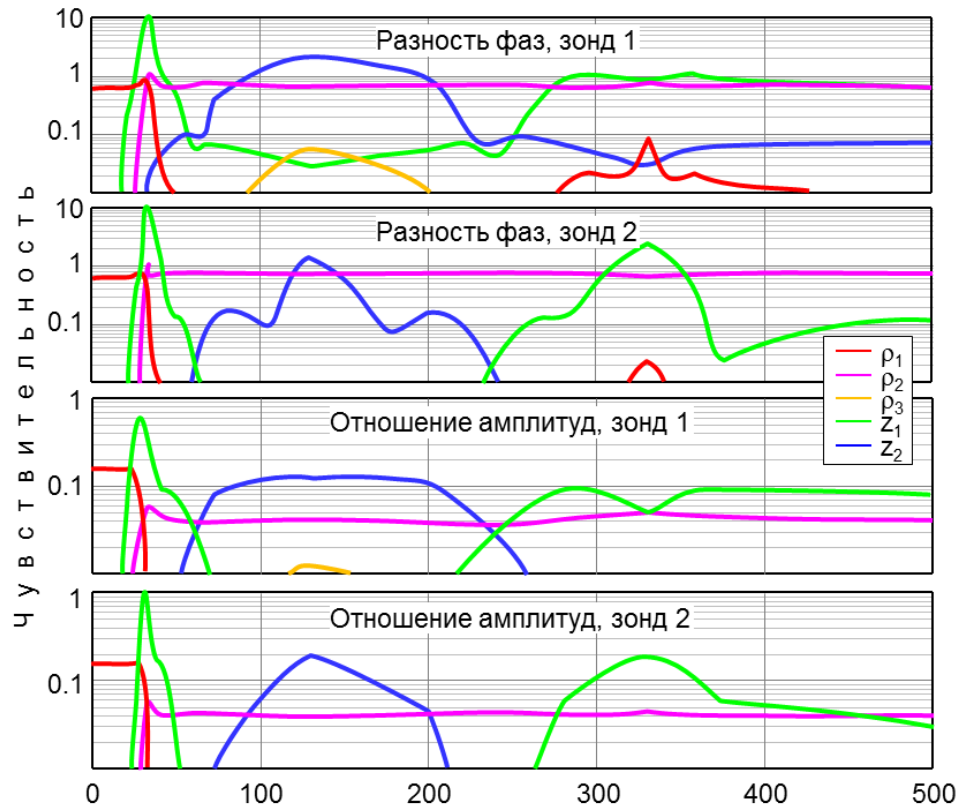


Рисунок 3.24 – Диаграммы чувствительностей разности фаз и отношения амплитуд к параметрам геоэлектрической модели для зондов 1 и 2. Шифр кривых: ρ_1 – УЭС глинистой покрышки, ρ_2 – УЭС нефтенасыщенной части коллектора, ρ_3 – УЭС водонасыщенной части коллектора, z_1 и z_2 – верхняя и нижняя границы нефтенасыщенной части

Чувствительность разности фаз к УЭС верхнего слоя максимальна (около 0.8) в интервале над кровлей коллектора (0 – 40 м). В интервале 20 – 60 м для обоих зондов наблюдается скачок чувствительности к положению кровли коллектора, обусловленный близостью к ней зондовой системы, максимальное значение достигается в точке ее пересечения. Увеличение чувствительности к этому параметру до значений 0.8 – 1 также наблюдается в интервале 260 – 500 м для низкочастотного длинного зонда 1 и в интервале 270 – 370 м – для высокочастотного короткого зонда 2.

Чувствительность разности фаз к УЭС нефтенасыщенной части для обоих зондов отсутствует в интервале покрышки (0 – 35 м) и выше 0.8 в интервале 35 – 500 м, т. е. во всех точках скважины, находящихся в этой части.

Чувствительность к положению водонефтяного контакта достигает высоких значений в интервале 60 – 210 м. Для зонда 1 чувствительность на этом интервале превышает значение 0.8 и максимальна в нижней точке скважины (124 м, около 0.5 м до границы) – равна 2. Дальше по скважине чувствительность зонда 1 монотонно уменьшается до значений менее 0.1. Для зонда 2 практически значимые значения чувствительности (более 0.5) наблюдаются только в тех точках скважины, где расстояние до границы сравнимо с длиной зонда (интервал 120 – 150 м). При этом чувствительность к УЭС нижнего слоя во всей исследуемой области проявляется только для зонда 1 очень низкими значениями (до 0.05) в интервале 100 – 200 м.

Чувствительности отношения амплитуд к параметрам исследуемой модели характеризуются низкими значениями. Это объясняется узким диапазоном изменения отношения амплитуд – эта характеристика поля изменяется в основном от 0.5 до 1, а абсолютная погрешность измерения оказывается довольно большой – 0.05. Поэтому чувствительность к УЭС покрышки в интервале нахождения в ней скважины оказывается равной всего 0.15 для обоих зондов. Чувствительность к УЭС второго слоя оказывается в 4 раза ниже, чем к УЭС покрышки и нигде не превышает значения 0.05. Влияние УЭС водонасыщенной части на отношение амплитуд оказывается настолько малым, что чувствительности к нему практически нет.

Максимальное значение чувствительности наблюдается только для такого параметра, как положение кровли коллектора в узкой области пересечения этой границы – 0.4 – 0.5 для зонда 1 (интервал 25 – 32 м) и 0.4 – 1 для зонда 2 (интервал 28 – 33 м). Также это значение для зонда 2 превышает 0.1 на интервале 300 – 360 м, достигая 0.2 в точке 330 м, а для зонда 1 близко к 0.1 на интервалах 270 – 300 и 350 – 500 м. Интервалы повышенных значений чувствительности к положению подошвы нефтенасыщенной части занимают примерно такое же место, что и для разности фаз, чувствительность превышает уровень 0.1 на интервалах 80 – 200 для зонда 1 и 110 – 160 м для зонда 2.

Зависимости и характер поведения функций чувствительности измеряемых сигналов к параметрам модели близки, но значения чувствительности разности фаз много выше, чем значения чувствительности отношения амплитуд. В целом, измеряемые характеристики характеризуются высокой чувствительностью к УЭС пласта, в котором проходит скважина, а также к положению кровли и подошвы на интервалах приближения к ним скважины. При этом чувствительность к УЭС подстилающего пласта в исследуемой модели оказывается низкой даже в самой близкой к этому пласту точке скважины, когда расстояние до границы составляет около 0.5 м.

Таким образом, анализ поведения относительных амплитудно-фазовых характеристик зондов ВИКПБ показал, что в горизонтальном интервале скважины, проходящем в продуктивном интервале, при приближении к границам пласта-коллектора отмечаются значительные изменения измеряемых сигналов в широком диапазоне. Сигналы обладают высокой чувствительностью к УЭС продуктивной части пласта, а также к положению его кровли и подошвы. Все это указывает на возможность успешного применения метода и аппаратуры ВИКПБ для решения задач геонавигации и оценки сопротивлений пластов в процессе бурения. Созданные программно-алгоритмические средства математического моделирования являются основой при дальнейшей разработке системы интерпретации данных ВИКПБ.

Инверсия синтетических диаграмм

Для рассматриваемой геоэлектрической модели (Рисунок 3.23, вверху) были синтезированы значения разностей фаз и отношения амплитуд, зашумленные с помощью нормально распределенных случайных величин. Инверсия проводилась в 12 интервалах (инверсионных окнах). Ширина окон выбиралась таким образом, чтобы траектория скважины на них была близка к прямолинейной (требование не является обязательным при обработке реальных данных). Модель в каждом окне выбиралась с наименьшим возможным числом пластов, для которого удавалось получить совпадение в

пределах ошибки измерения значений сигналов, поданных на вход алгоритма инверсии, и сигналов, рассчитанных на текущем шаге подбора. Результат инверсии показан на рисунке 3.25. Для удобства в верхней части показана истинная модель и траектория скважины.

В первом окне от 0 до 20 м получена однородная модель среды с УЭС глинистой покрышки 3.0 Ом·м. Поскольку расстояние от нижней точки окна до границы около 2.0 м, нефтенасыщенная часть не влияет на сигналы, и они зависят только от УЭС покрышки.

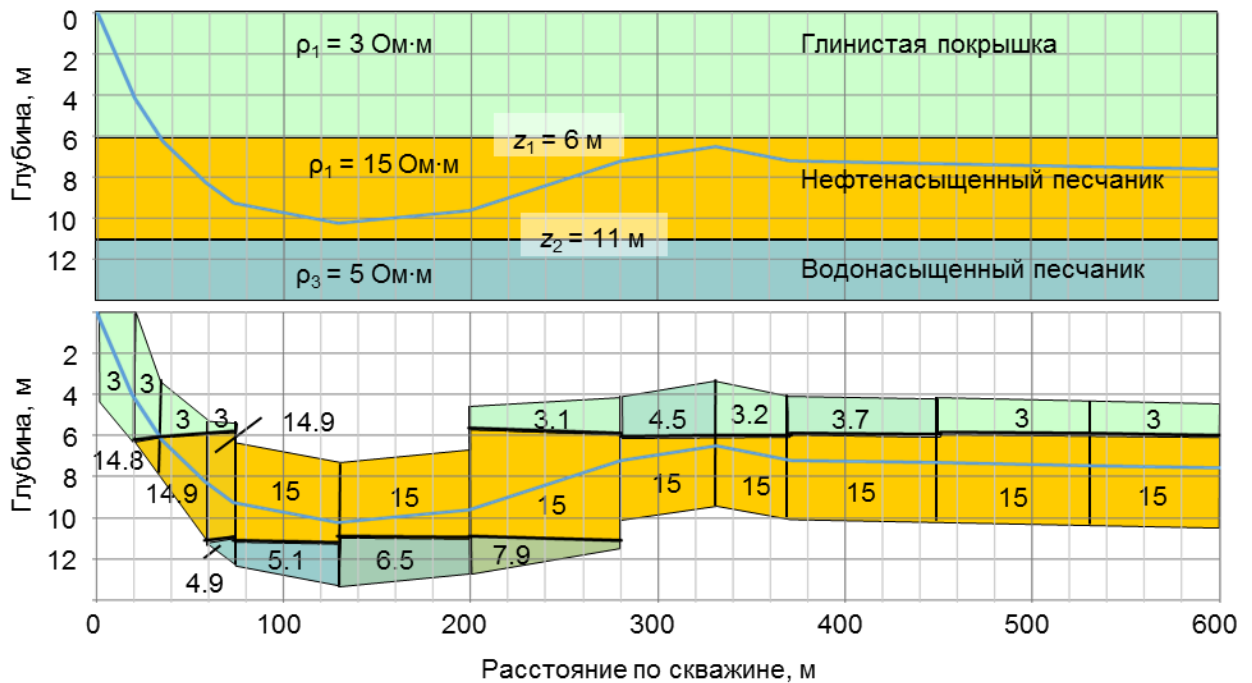


Рисунок 3.25 – Численная модель и результат инверсии сигналов ВИКПБ в скважине со сложной траекторией, вскрывающей водоплавающий нефтенасыщенный коллектор. Вверху – геоэлектрическая модель и траектория скважины; внизу – модель, полученная в результате инверсии данных

В следующих двух окнах от 20 до 57 м зонд пересекает верхнюю границу. Ее положение, а также значения УЭС глинистого и нефтенасыщенного пластов определяются с погрешностью не больше погрешностей измерения: УЭС покрышки – 3.0 Ом·м, коллектора – 14.8 и 14.9 Ом·м, положение границы 6.0 ± 0.1 м. Водонасыщенный пласт и положение ВНК не влияют на измерения.

В четвертом окне от 58 до 72 м удается оценить УЭС всех трех пластов и положения обеих границ. При этом наклон границ относительно горизонтальной плоскости определяется равным примерно 1.2° , в результате в конце интервала положение границ выше истинного на 0.1 м. Значения УЭС всех пластов определяются с высокой точностью: 3.0, 14.9 и 4.9 Ом·м.

В окнах 5 и 6 от 73 до 198 м скважина заглубляется настолько, что покрывка уже не влияет на сигналы, поэтому ее УЭС и положение подошвы определить невозможно. УЭС нефтенасыщенной части коллектора определено точно, УЭС водонасыщенной части – с погрешностью до 30 % (5.1 и 6.5 относительно 5 Ом·м). При этом положение ВНК восстанавливается с достаточной точностью – 11.2 и 10.9 м при истинном значении 11.0 м.

На интервале 199 – 279 м инверсионная модель снова становится трехслойной. Наклон границ определяется равным 1° , при этом глубины границ снижаются по ходу скважины до истинной глубины, УЭС покрывки – 3.1 Ом·м, относительная погрешность определения УЭС водонасыщенной части коллектора возрастает до 60 % (7.9 при 5.0 Ом·м в истинной модели). Это связано с удалением скважины от ВНК, глубина которого определяется достаточно точно (10.9 – 11.0 м).

В окнах интервала 280 – 600 м водонасыщенная часть не влияет на сигналы. Положение подошвы глинистой покрывки и зенитный угол встречи определяются с относительной погрешностью менее 2 %. В окнах 280 – 330, 331 – 370 и 371 – 450 м значение УЭС глинистой покрывки восстанавливается неточно: относительные погрешности составляют около 50, 5 и 25 % соответственно. В двух последних окнах (451 – 600 м) УЭС глинистой покрывки и нефтенасыщенной части, а также положение границы между ними и угол наклона границы определяются с относительной погрешностью менее 1 %.

Таким образом, при инверсии синтетических данных восстановлены положения границ, оценены УЭС глинистой покрывки и различных частей коллектора.

Инверсия практических диаграмм

При инверсии практических данных (Рисунок 3.26) важным этапом является визуальный анализ диаграмм и выбор ширины окон для инверсии. Как было указано выше, интервалы, на которых особенности изменения диаграмм не соответствуют горизонтально-слоистой модели, исключаются из первичной инверсии. Это относится к интервалам резких изменений сигналов, соответствующих пересечению скважиной субвертикальных высокоомных объектов. Типичная длина интервала такого изменения уровня диаграммы составляет несколько длин зонда, в то время как интервал изменения, соответствующего наклонному пересечению горизонтальной границы, растягивается на десятки метров.

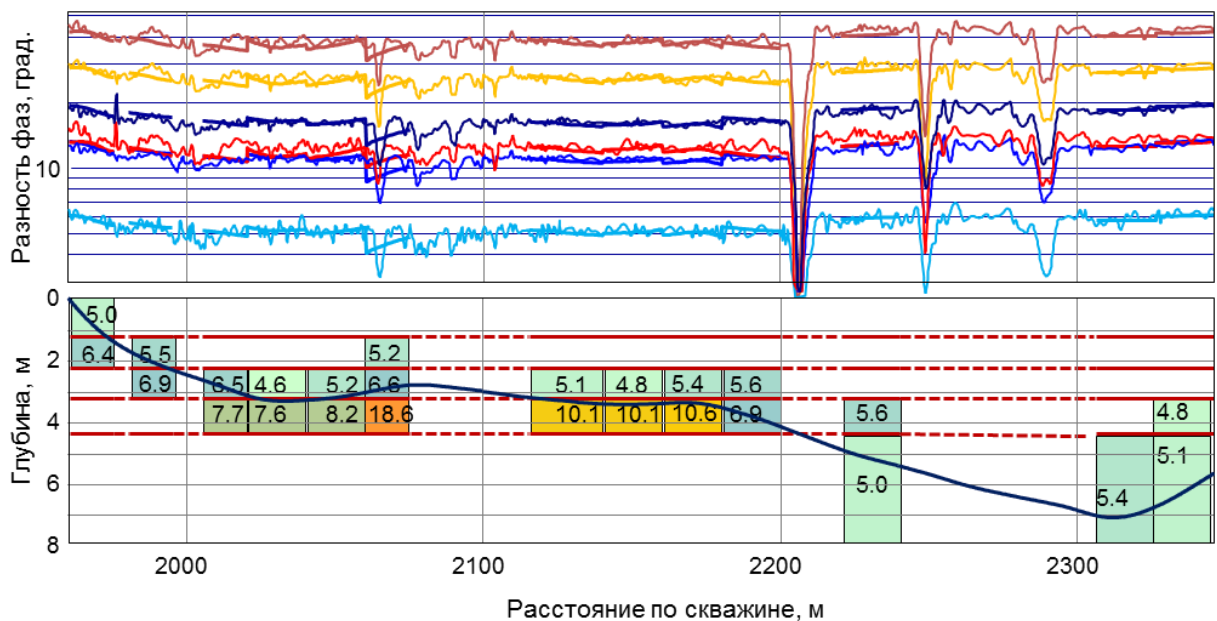


Рисунок 3.26 – Диаграммы измеренных и рассчитанных сигналов ВИКПБ (разность фаз, сверху) на интервале водонефтенасыщенного коллектора; модель, полученная в результате инверсии данных и глубина скважины (внизу). Цветовые обозначения зондов ВИКПБ приведены на рисунке 3.23

Для удобства визуального анализа на рисунке приведена вертикальная глубина скважины, рассчитанная по значению зенитного угла относительно верхней точки интервала каротажа.

По комплексу значений гамма-каротажа, зенитного угла и электромагнитных сигналов расставлены границы пластов. Результат инверсии – значения УЭС пластов – показан в нижней части рисунка 3.26. УЭС глинистой покрышки в первом окне определяется равным 5.0 Ом·м. УЭС подстилающих глинистых отложений определяется около 5.0 Ом·м в нижней части скважины (глубина ниже 4.35 м).

Инверсионное окно 2060 – 2075 м является примером неподходящего выбора ширины окна. В нем содержится сигнал от высокоомного субвертикального объекта. При инверсии его наличие приводит к ложному повышению УЭС (18.6 Ом·м) нижнего из трех пластов.

Коллектор по значению УЭС разделяется на две части – верхнюю (глубина 1.20 – 3.20 м) со значением УЭС от 5.0 до 7.0 Ом·м и нижнюю (глубина 3.20 – 4.35 м) с изменяющимся УЭС. Из априорных данных известно, что именно нижняя часть наиболее пористая и проницаемая, обводнена пресной техногенной водой в результате продолжительной эксплуатации коллектора. По повышенным значениям УЭС в средней части скважины можно диагностировать зону техногенного обводнения.

Таким образом, в результате численной инверсии сигналов ВИКПБ с применением разработанных программ определяются значения УЭС и положение границ горизонтальных пластов терригенного разреза.

3.4.2. Возможности метода при оценке анизотропии

В целях повышения эффективности добычи углеводородов в коллекторах небольшой мощности или коллекторах, имеющих неблагоприятные для свободного прохождения флюида условия, применяется гидродинамический разрыв пласта. В условиях Западной Сибири в открытых стволах сильнонаклонных скважин проводятся многостадийные гидроразрывы. В результате на большой площади возникают серии вертикальных трещин, при заполнении которых гранулами проппанта образуются зоны высокой проницаемости, значительно повышающие

эффективность разработки. Проведение гидроразрыва на интервале пересечения скважиной терригенных пород, характеризующихся чередованием тонких прослоев различного состава, может приводить к обрушению скважины. Ввиду этого является важной проблема выявления интервалов тонкой слоистости по данным геофизических исследований в процессе бурения. Возможность решения проблемы обусловлена различием УЭС прослоев разного минерального состава, высокой разрешающей способностью современных каротажных зондов, а также высокой точностью средств численного моделирования электромагнитных сигналов.

Электрически макроанизотропными свойствами обладают не только тонкослоистые терригенные отложения, а также, например, трещиноватые карбонатные породы. Модели анизотропных сред широко используются при интерпретации данных, полученных в процессе бурения. С одной стороны, это позволяет уменьшить невязку между измеренными и синтетическими данными, с другой стороны повышается достоверность подсчета запасов углеводородов при решении задач геонавигации и оценки УЭС продуктивного пласта [Evaluation of resistivity ..., 2010; New software ..., 2014].

Целью данного раздела является изучение возможностей выявления по данным ВИКПБ интервалов тонкой слоистости как потенциально опасных при бурении сильнонаклонных и горизонтальных скважин или проведении многостадийного гидроразрыва.

Численный анализ электромагнитных сигналов и функций чувствительности

Далее рассмотрены основные особенности поведения сигналов ВИКПБ и их функций чувствительности к параметрам среды в типичных геоэлектрических моделях терригенных флюидонасыщенных пластов-коллекторов при различных траекториях скважины [Изучение электрической ..., 2016; Высокочастотный электромагнитный ..., 2016].

Наклонно-горизонтальная скважина в двухслойной модели

На рисунок 3.27 изображена двухслойная электрически анизотропная модель. Граница расположена на глубине 3 м. Значения горизонтального и вертикального УЭС верхнего полупространства: $\rho_1 = \rho_{h1} = \rho_{v1} = 4$ Ом·м (глинистая крышка, Модель 1) и $\rho_1 = 80$ Ом·м (карбонатизированный песчаник с повышенным УЭС, Модель 2); нижнего полупространства (тонкослоистый нефтенасыщенный песчаник): $\rho_{h2} = 15$ Ом·м, $\rho_{v2} = 15, 30, 60, 120$ и 240 Ом·м (коэффициент электрической макроанизотропии $\lambda_2 = 1, \sqrt{2}, 2\sqrt{2}, 4$). Зенитный угол скважины $\theta = 60^\circ$ и 85° .

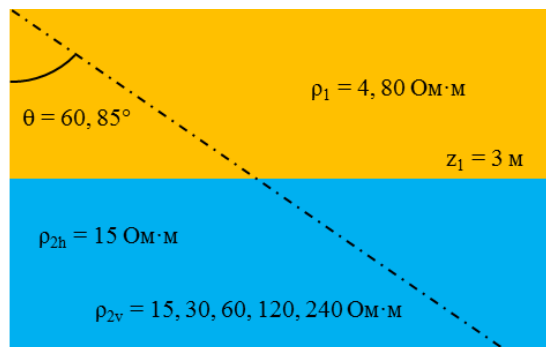


Рисунок 3.27 – Двухслойная электрически анизотропная модель и траектория скважины

Модель 1

Результаты моделирования сигналов представлены на рисунке 3.28. Показаны разности фаз, отношения амплитуд и кажущиеся сопротивления, вычисленные по значениям разностей фаз, для основных зондов L и H. Цветом показаны разные значения коэффициента анизотропии (также и на последующих рисунках 3.29 – 3.37).

Для субгоризонтальной скважины ($\theta = 85^\circ$) разности фаз переходят через ноль при $\lambda_2 = 4$, вследствие чего кажущиеся УЭС оказываются сильно завышенными. Кривые разности фаз длинного зонда L на расстоянии около 0.25 м ($\theta = 60^\circ$) и 0.5 м ($\theta = 85^\circ$) от границы начинают различаться более чем на 10 % при различных значениях коэффициента электрической

макроанизотропии. Для короткого зонда эти расстояния в 2 раза меньше. В анизотропном пласте расхождение кривых значительно больше при $\theta = 85^\circ$: до 70 % для $\lambda_2 = 2\sqrt{2}$ и 4. При увеличении значения параметра анизотропии кривые раньше выходят на асимптоту. Разность фаз и кажущееся УЭС длинного зонда L – на расстоянии от 1 до 2 м от границы, короткого зонда Н – на расстоянии от 0.5 до 1 м. Отношение амплитуд длинного зонда L – на расстоянии от 2 – 3 м от границы, короткого зонда Н – на расстоянии от 1 – 1.5 м. Из рисунка также следует, что отношения амплитуд значительно менее чувствительны к коэффициенту анизотропии. Это подтверждается рисунком 3.29, где представлены графики чувствительности сигналов к λ_2 .

Чувствительность отношения амплитуд к параметру анизотропии не превышает значения 0.04 в точках максимума, что недостаточно для его определения. Для разности фаз на указанных выше расстояниях от границы чувствительность достигает удовлетворительного значения 0.2 и выше. В интервале перехода разности фаз через ноль значения чувствительности сильно возрастают, и даже если точность измерений невелика, этот интервал оказывается полезным при определении λ_2 .

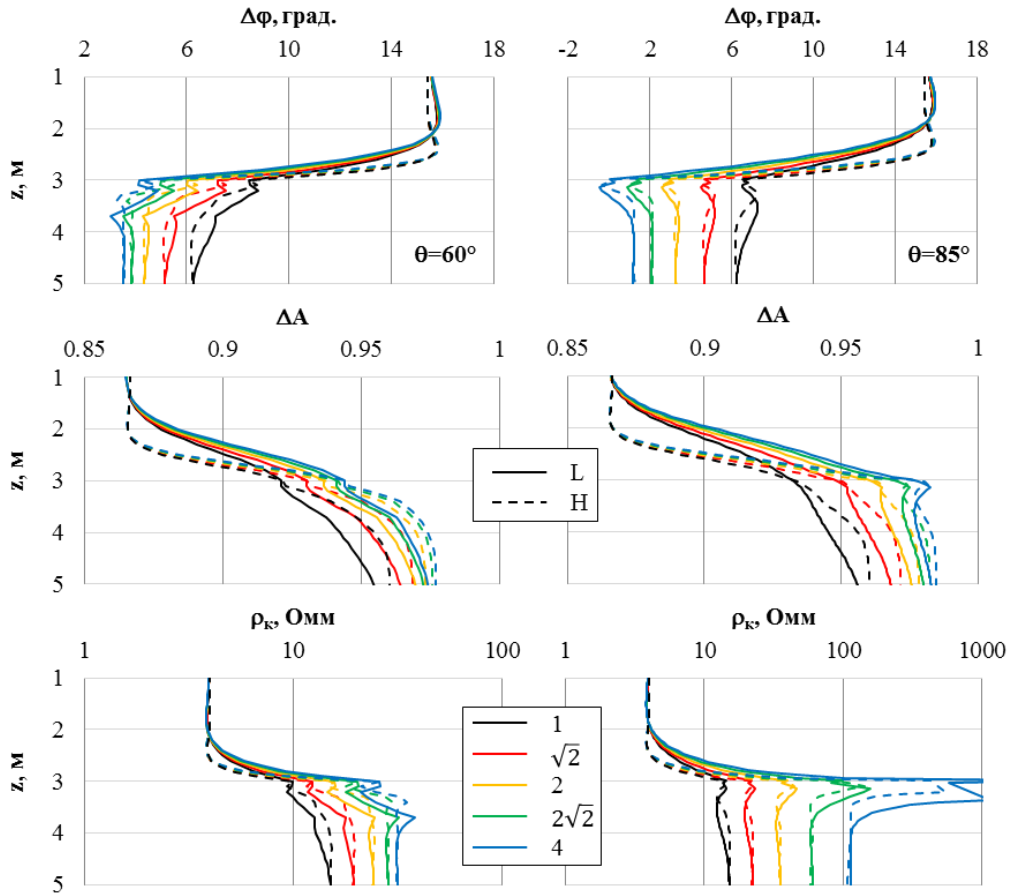


Рисунок 3.28 – Разности фаз, отношения амплитуд и кажущиеся УЭС зондов L и H в зависимости от глубины по вертикали в двухслойной модели.

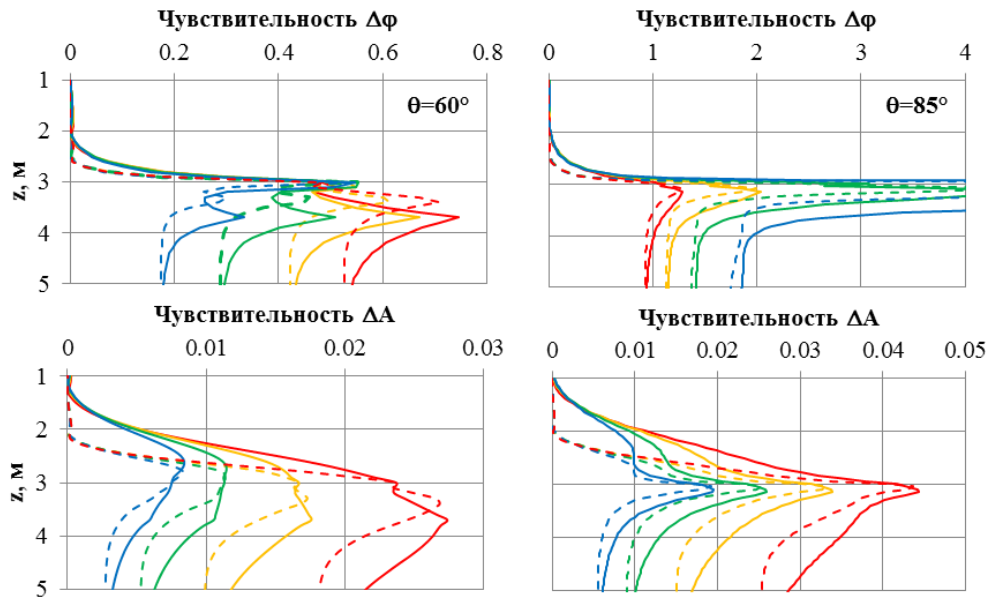


Рисунок 3.29 – Чувствительности разности фаз и отношения амплитуд зондов L и H к коэффициенту анизотропии пласта в зависимости от глубины по вертикали в двухслойной модели

Необходимо ответить на следующий вопрос: нельзя ли вместо анизотропного пласта подобрать эквивалентный изотропный? На рисунке 3.30 представлено сравнение разностей фаз, вычисленных для анизотропного и изотропного пласта с УЭС, равному эффективному УЭС анизотропного пласта. Последнее зависит от значения анизотропии и определяется как кажущееся УЭС в анизотропном пласте.

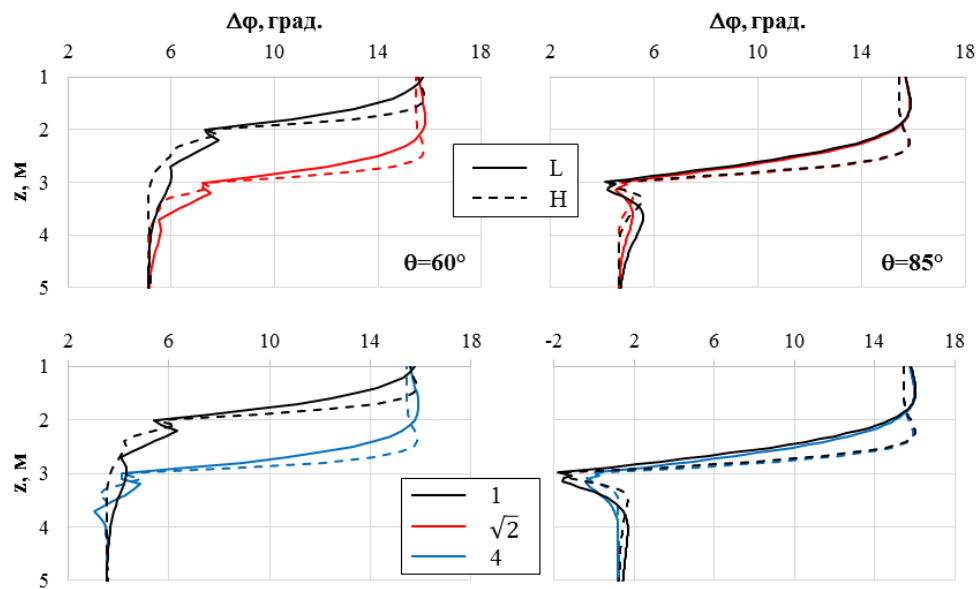


Рисунок 3.30 – Разности фаз, вычисленные для анизотропного и изотропного пласта с сопротивлением, равному эффективному УЭС анизотропного пласта

Из рисунка 3.30 видно, что на расстоянии не меньше 1 м от границы поведение кривых качественно различается. Таким образом, наличие анизотропии в пласте значительно меняет характер поведения разности фаз на значительном расстоянии от границы, и это обстоятельство дает дополнительную уверенность в возможности обнаружения анизотропных пластов зондами ВИКПБ.

Модель 2

Модель 2 отличается от Модели 1 тем, что скважина попадает в анизотропный пласт из высокоомного (80 Ом·м) слоя. Далее отмечаются

только те особенности поведения сигналов, которые связаны с приближением зонда к границе между слоями. Результаты моделирования сигналов представлены на рисунке 3.31. Кривые разности фаз длинного зонда L на расстоянии около 0.2 м ($\theta = 60^\circ$) и 0.4 м ($\theta = 85^\circ$) от границы начинают различаться более чем на 10 % при различных значениях коэффициента электрической макроанизотропии. Для короткого зонда эти расстояния примерно в 2 раза меньше. По сравнению с Моделью 1, расстояние, на котором зонды начинают дифференцироваться в зависимости от анизотропии, уменьшается. Это связано с уменьшением контраста сопротивлений. Как и для Модели 1, отношения амплитуд значительно менее чувствительны к коэффициенту анизотропии. Это подтверждает рисунок 3.32, где представлены графики чувствительности сигналов к λ_2 .

Чувствительность отношения амплитуд к параметру анизотропии не превышает значения 0.018, что недостаточно для его определения. Для разности фаз на указанных выше расстояниях от границы чувствительность достигает удовлетворительного значения 0.2 и выше.

Таким образом, используя диаграммы разности фаз, при непосредственном приближении к границе с анизотропным пластом возможно определить значение коэффициента анизотропии.

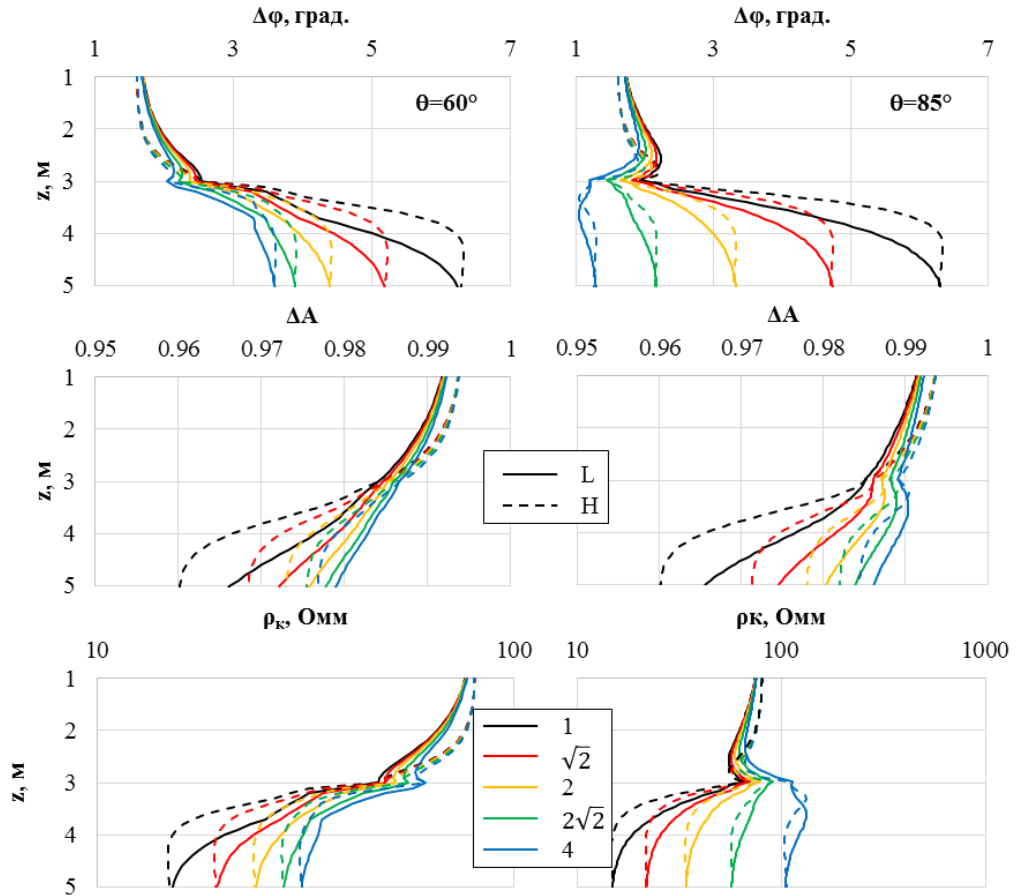


Рисунок 3.31 – Разности фаз, отношения амплитуд и кажущиеся УЭС зондов L и H в зависимости от глубины по вертикали в двухслойной модели

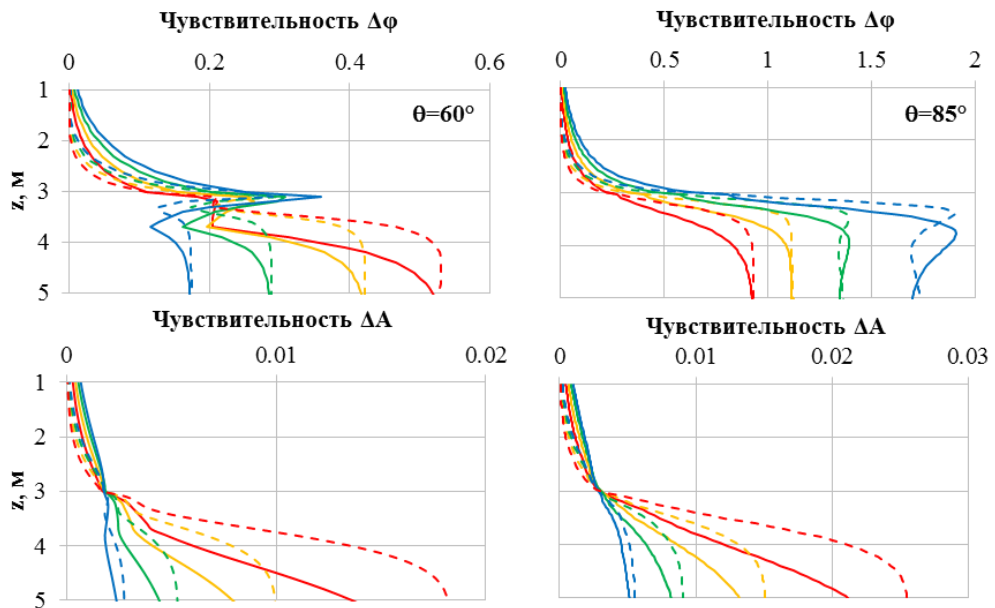


Рисунок 3.32 – Чувствительности разности фаз и отношения амплитуд зондов L и H к коэффициенту анизотропии пласта в зависимости от глубины по вертикали в двухслойной модели

Наклонно-горизонтальная скважина в трехслойной модели

На рисунке 3.33 изображены трехслойные электрически анизотропные модели. Верхняя граница расположена на глубине 3 м. Значения УЭС среднего слоя (тонкослоистый нефтенасыщенный песчаник): $\rho_{h2} = 15$ Ом·м, $\rho_{v2} = 15, 30, 60, 120$ и 240 Ом·м (коэффициент электрической макроанизотропии $\lambda_2 = 1, \sqrt{2}, 2\sqrt{2}, 4$). Толщина пласта составляет 0.25, 0.5, 1 и 2 м. Зенитный угол скважины $\theta = 85^\circ$. Модель 3: значения УЭС верхнего полупространства (глинистая покрывка): $\rho_1 = 4$ Ом·м; нижнего слоя (водонасыщенный изотропный песчаник): $\rho_3 = 4$ Ом·м. Модель 4: значения УЭС верхнего и нижнего полупространства (карбонатизированный песчаник с повышенным УЭС): $\rho_1 = \rho_3 = 80$ Ом·м.

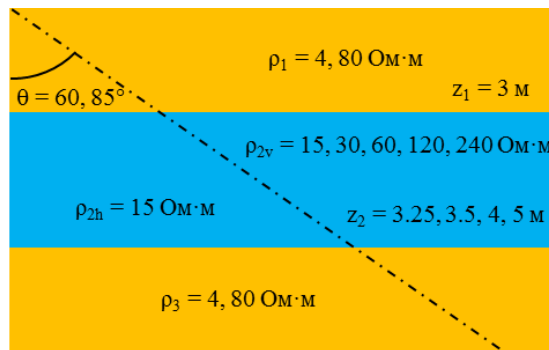
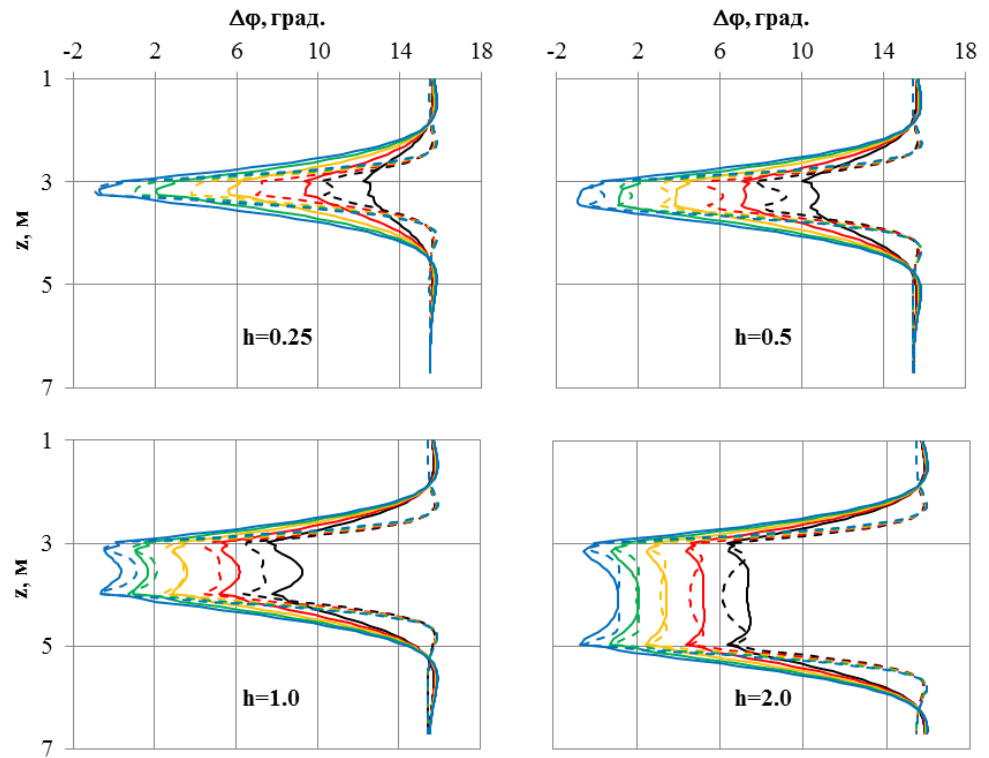


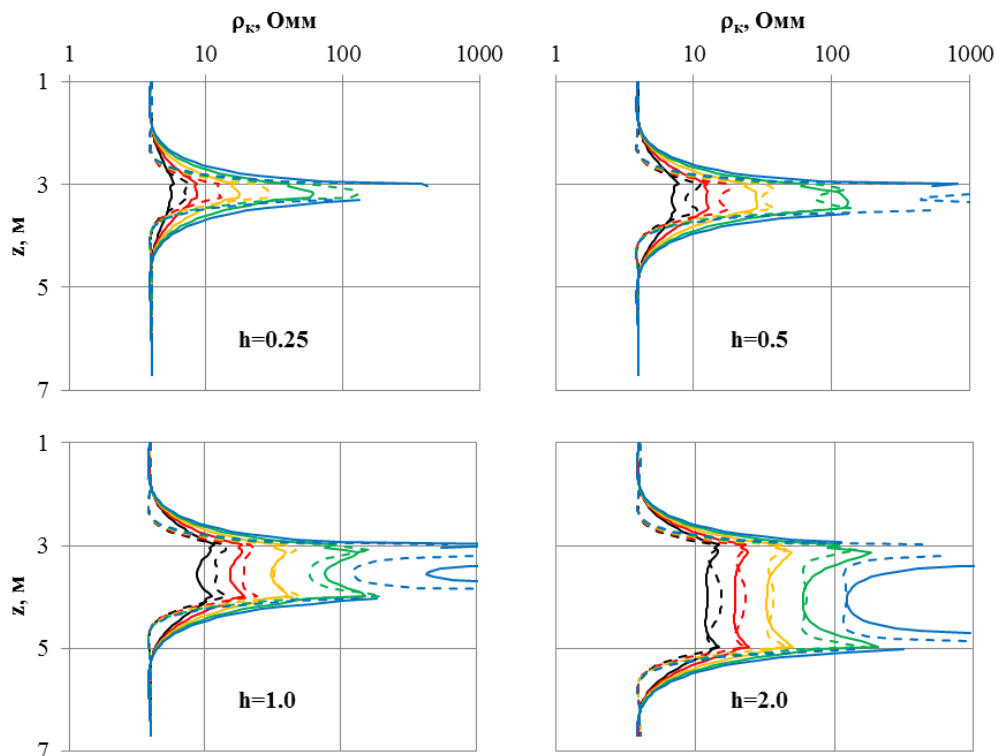
Рисунок 3.33 – Трехслойная электрически анизотропная модель и траектория скважины

Модель 3

Результаты моделирования сигналов представлены на рисунке 3.34. Показаны разности фаз и кажущиеся сопротивления для основных зондов L и H. Отношения амплитуд ввиду их низкой чувствительности к коэффициенту анизотропии не рассматриваются. Как в тонком (0.25 м), так и в мощном (2 м) пластах кривые разностей фаз и кажущихся УЭС уверенно различаются при разных значениях λ_2 . В пласте толщиной 2 м значения сигналов в его центре приближаются к соответствующим значениям в пласте бесконечной мощности.



a)



б)

Рисунок 3.34 – Разности фаз (а) и кажущиеся УЭС (б) зондов L и H в зависимости от глубины по вертикали

На рисунке 3.35 представлены графики чувствительности разности фаз к коэффициенту анизотропии пласта. Независимо от толщины пласта чувствительность к λ_2 превышает значение 0.2 примерно на расстоянии 0.5 м и 0.25 м от его границ для зондов L и H соответственно.

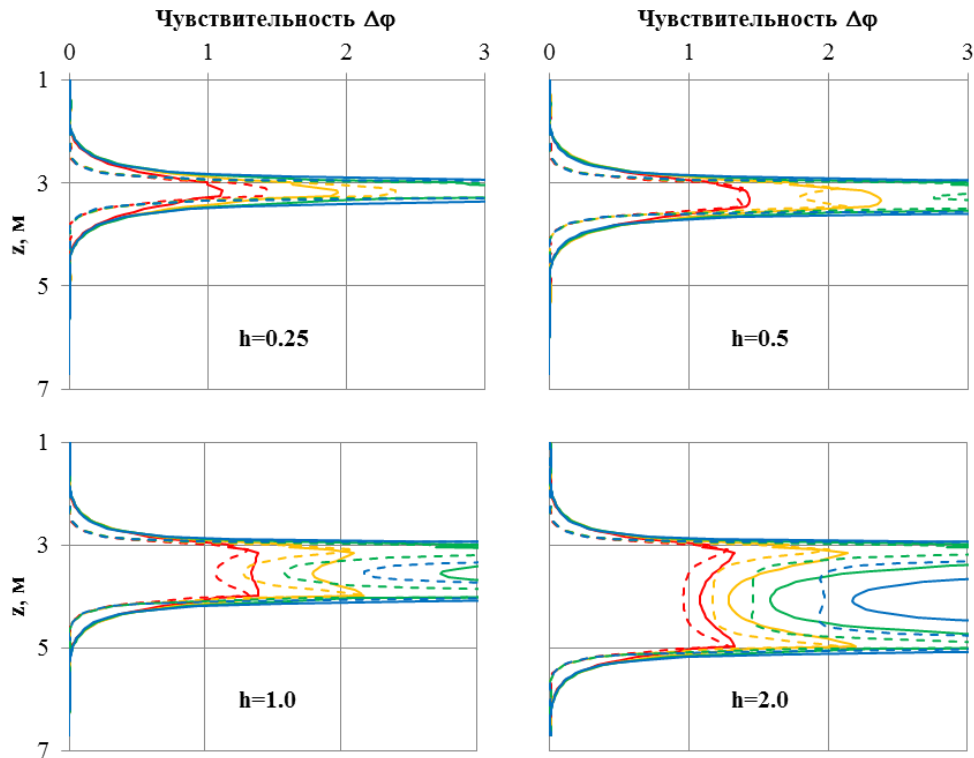
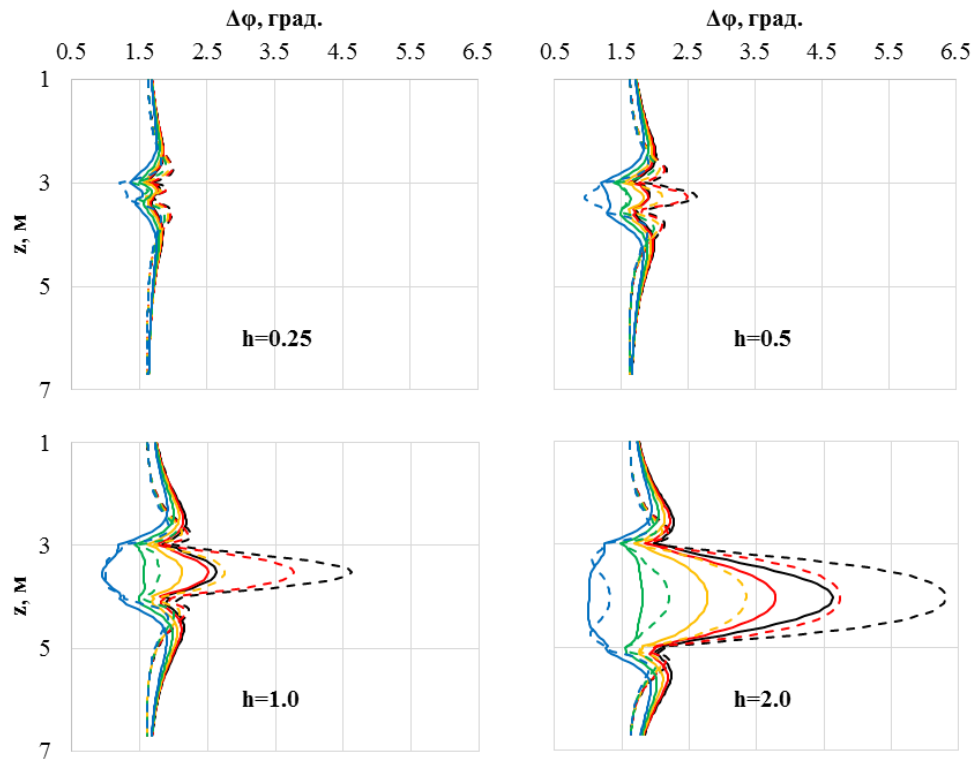


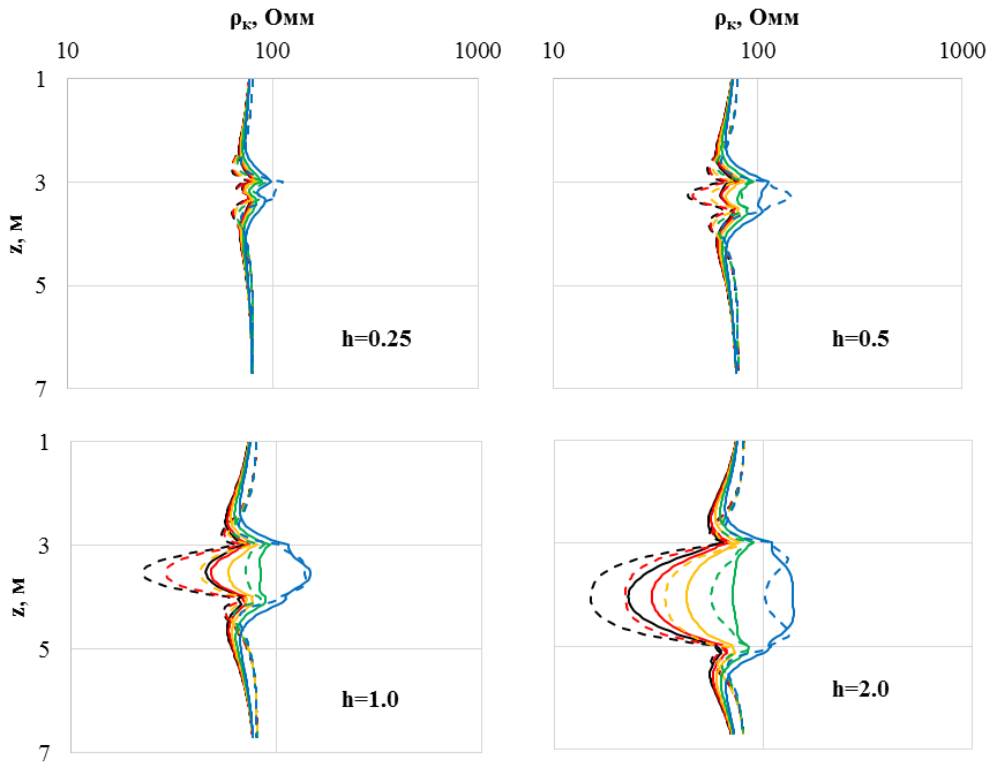
Рисунок 3.35 – Чувствительности разности фаз зондов L и H к коэффициенту анизотропии пласта в зависимости от глубины по вертикали

Модель 4

Результаты моделирования сигналов представлены на рисунке 3.36. Показаны разности фаз и кажущиеся сопротивления для основных зондов L и H. Различие кривых разностей фаз и кажущихся УЭС возрастает при увеличении мощности пласта. Так, в тонком (0.25 м) пласте, для разных значений λ_2 различие в кривых – не менее 10 %, а в мощном (2 м) пласте – более 50 %. Как и для Модели 3, в пласте толщиной 2 м значения сигналов в его центре приближаются к соответствующим значениям в пласте бесконечной мощности.



a)



б)

Рисунок 3.36 – Разности фаз (а) и кажущиеся УЭС (б) зондов L и H в зависимости от глубины по вертикали

На рисунке 3.37 представлены графики чувствительности разности фаз к коэффициенту анизотропии пласта ограниченной мощности. Независимо от толщины пласта чувствительность к λ_2 превышает значение 0.2 примерно на расстоянии 0.4 и 0.2 м от его границ для зондов L и H соответственно.

Таким образом, в субгоризонтальных скважинах электрическая анизотропия пластов даже небольшой толщины (0.25 м) значительно влияет на разность фаз и может быть определена. Наличие меняющегося зенитного угла на интервале скважины может служить дополнительным фактором, стабилизирующим результаты инверсии.

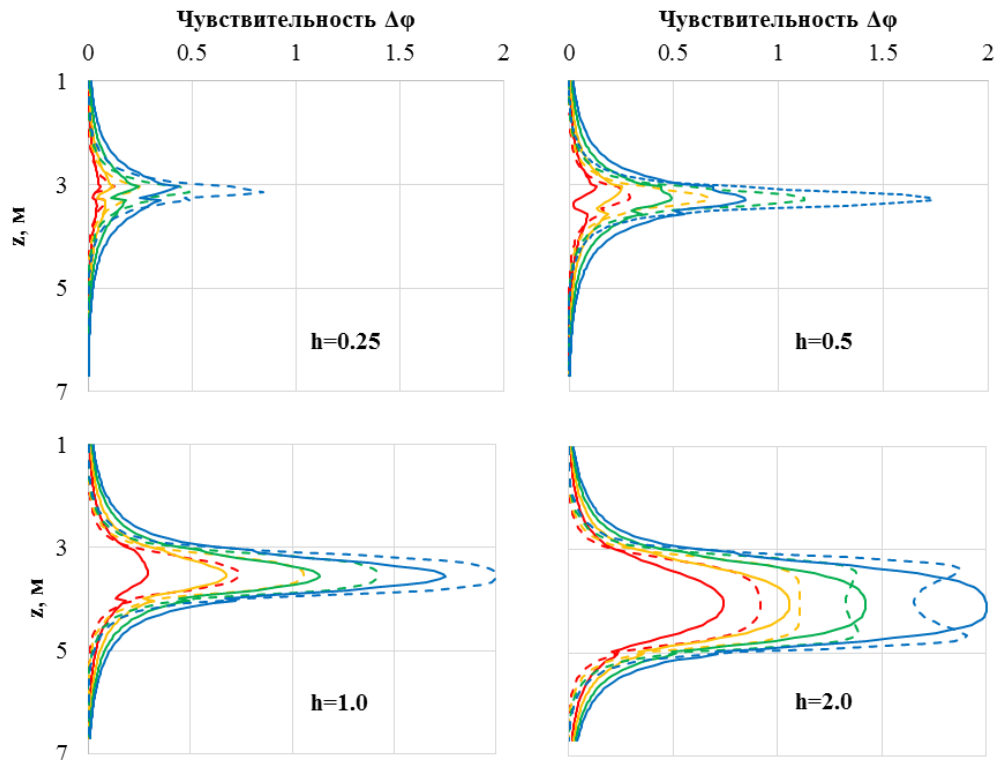


Рисунок 3.37 – Чувствительности разности фаз зондов L и H к коэффициенту анизотропии пласта в зависимости от глубины по вертикали

Зависимость чувствительности к параметру макроанизотропии от его значения и расстояния до границы

На рисунке 3.38 представлены результаты моделирования чувствительности разности фаз длинного зонда L в зависимости от параметра макроанизотропии и глубины.

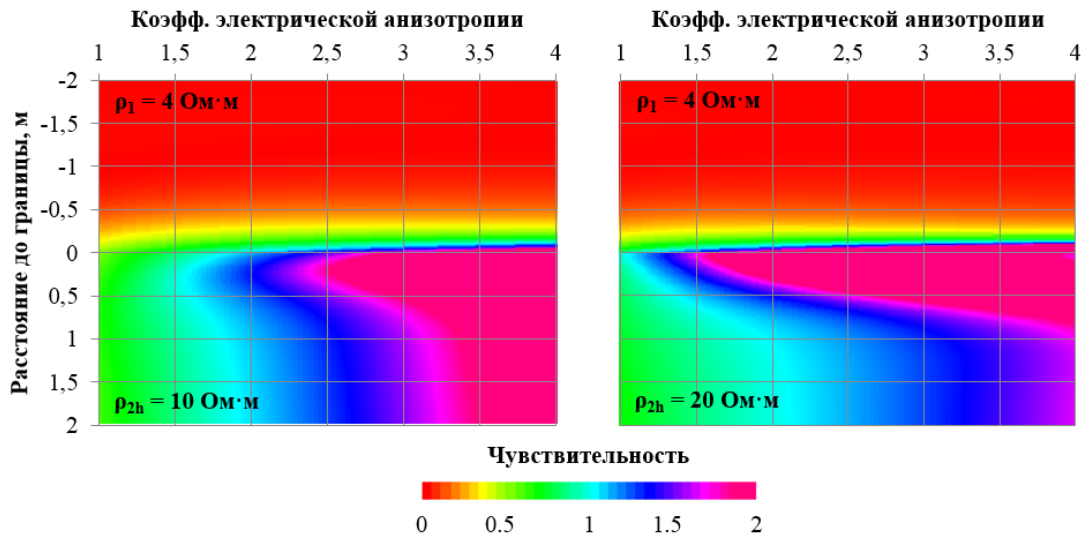


Рисунок 3.38 – Чувствительность разности фаз зонда L к коэффициенту анизотропии пласта в зависимости от его значения и глубины по вертикали

Рассмотрена двухслойная электрически анизотропная модель. УЭС верхнего полупространства: $\rho_1 = 4 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; нижнего полупространства: $\rho_{h2} = 10$ и $20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. Коэффициент электрической макроанизотропии λ_2 меняется от 1 до 4, расстояние до границы – от -2 м, когда зонд находится в верхнем полупространстве, до 2 м (зонд – в нижнем анизотропном слое). При этом расположение зонда горизонтальное (зенитный угол скважины $\theta = 90^\circ$). В верхнем полупространстве на расстоянии $0.5 - 0.4$ м от границы чувствительность превышает значение 0.2 независимо от горизонтального сопротивления нижнего анизотропного пласта. Эта закономерность сохраняется и при дальнейшем увеличении его сопротивления. Когда зонд находится в самом пласте, чувствительность к параметру макроанизотропии растет от 0.5 при $\lambda_2 = 1.1$ до 3 при $\lambda_2 = 4$.

Таким образом, при приближении к анизотропному пласту на расстояние до 0.4 м, а также в самом пласте зонды ВИКПБ обладают достаточной чувствительностью к параметру макроанизотропии для его определения.

Численная инверсия синтетических данных

Возможность определения параметра макроанизотропии пластов была исследована на синтетических данных. На рисунках 3.40 и 3.41 изображена трехслойная электрически анизотропная модель флюидонасыщенного тонкослоистого песчано-глинистого коллектора, перекрытого глинистой крышкой. Вертикальная координата верхней границы – 5 м, нижней – 8 м (мощность пласта 3 м). Значения УЭС верхнего полупространства (глинистая крышка): $\rho_{h1} = 4 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\rho_{v1} = 12 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (коэффициент электрической макроанизотропии $\lambda_1 = 1.73$); среднего слоя (тонкослоистый нефтенасыщенный песчаник): $\rho_{h2} = 15 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\rho_{v2} = 120 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (коэффициент электрической макроанизотропии $\lambda_2 = 2.83$); нижнего полупространства (тонкослоистый нефтеводонасыщенный песчаник): $\rho_{h3} = 10 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\rho_{v3} = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (коэффициент электрической макроанизотропии $\lambda_3 = 2.45$). Траектория скважины сначала спускается вниз, пересекая обе границы, нижняя точка находится в нефтеводонасыщенном пласте и имеет вертикальную глубину 9.54 м, затем скважина идет вверх пока расстояние до кровли нефтенасыщенного пласта не достигнет 0.81 м, далее следует горизонтальный участок.

Экспериментальные данные представляли собой зашумленные разности фаз зондов L и H (дисперсия относительной ошибки – 0.02), вычисленные для заданной модели и траектории скважины с шагом 1 м вдоль скважины (Рисунок 3.39).

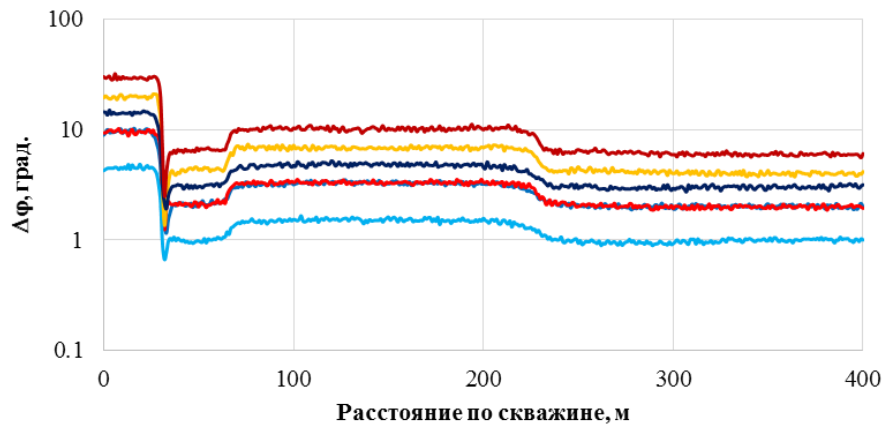


Рисунок 3.39 – Диаграммы зашумленных синтетических сигналов разности фаз ВИКПБ в скважине со сложной траекторией. Цветовые обозначения зондов ВИКПБ приведены на рисунке 3.23

Инверсия проводилась на интервалах 0 – 40 м, 40 – 120 м, 120 – 220 м, 220 – 300 м и 300 – 350 м. Инверсионная модель выбиралась с наименьшим возможным количеством слоев. Каждый слой считался анизотропным, подбирались и горизонтальные, и вертикальные сопротивления, также определялись положения границ и их наклон. Начальные значения УЭС были заданы с погрешностями 50 %, границ – 0.5 м, начальное расположение границ было горизонтальным. Определенные в процессе инверсии значения параметров среды становились стартовыми для инверсии на следующем интервале или не учитывались, если данные параметры находились вне зоны чувствительности зондов.

На рисунках 3.40 – 3.41 вверху показана исходная геоэлектрическая модель, внизу – результаты численной инверсии. На рисунке 3.40 приведены значения горизонтального УЭС, на рисунке 3.41 – вертикального УЭС.

В первом окне от 0 до 40 м получена двуслойная модель среды со значениями горизонтального и вертикального УЭС глинистой покрышки 4 и 11.9 Ом·м. Значения УЭС для нефтенасыщенного песчаника составляют 14.9 и 119.2 Ом·м соответственно. Положение границы, как и значения УЭС глинистого и нефтенасыщенного пластов, определяется с погрешностью не больше погрешностей измерения (5.0 ± 0.1 м). Поскольку расстояние от нижней

точки окна до границы около 2.0 м, подстилающая нефтеводонасыщенная часть оказывает слабое влияние на сигналы, и они зависят, в основном, от УЭС покрывки и верхней части коллектора.

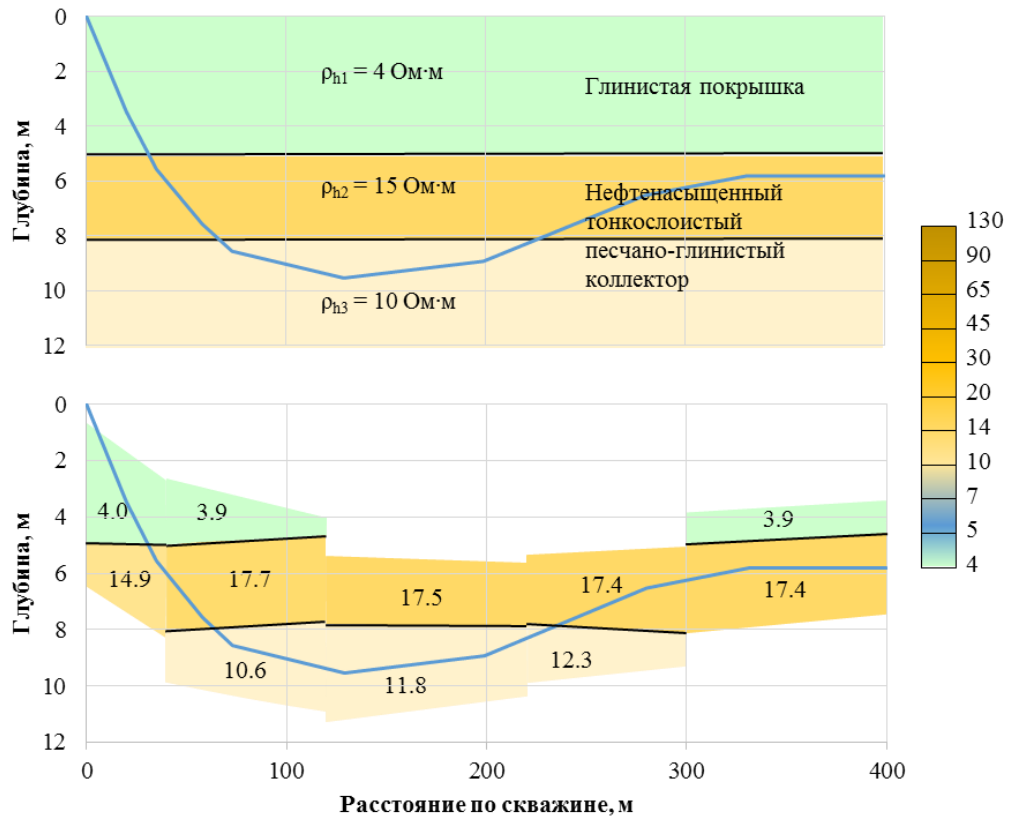


Рисунок 3.40 – Геоэлектрическая модель и результат численной инверсии сигналов ВИКПБ в скважине со сложной траекторией, вскрывающей макроанизотропный коллектор. Вверху – распределение горизонтального УЭС и траектория скважины; внизу – модель, полученная в результате инверсии данных

В следующем окне от 40 до 120 м удастся оценить УЭС всех трех пластов и положения обеих границ. При этом наклон границ относительно горизонтальной плоскости определяется равным примерно 0.2° , в результате в конце интервала положение границ выше истинного на 0.3 м. Значения горизонтального и вертикального УЭС всех пластов определяются с высокой точностью (3.9, 17.7 и 10.6 Ом·м и 12.0, 120.9 и 60.5 Ом·м соответственно).

В окнах 3 и 4 от 120 до 300 м скважина уходит вниз настолько, что покрывка уже не влияет на сигналы, поэтому значения ее горизонтального и

вертикального УЭС и положение границы достоверно определить затруднительно. Значения горизонтального и вертикального УЭС нефтенасыщенной и нефтеводонасыщенной частей коллектора определены достаточно точно. Для нефтенасыщенной части горизонтальное УЭС составляет 17.4 – 17.5 Ом·м, вертикальное УЭС – 119.7 – 124.8 Ом·м; нефтеводонасыщенной части – 11.8 – 12.3 и 59.8 – 62.7 Ом·м соответственно. При этом положение границы восстанавливается с достаточной точностью – 7.9 и 8.3 м при истинном значении 8.0 м.

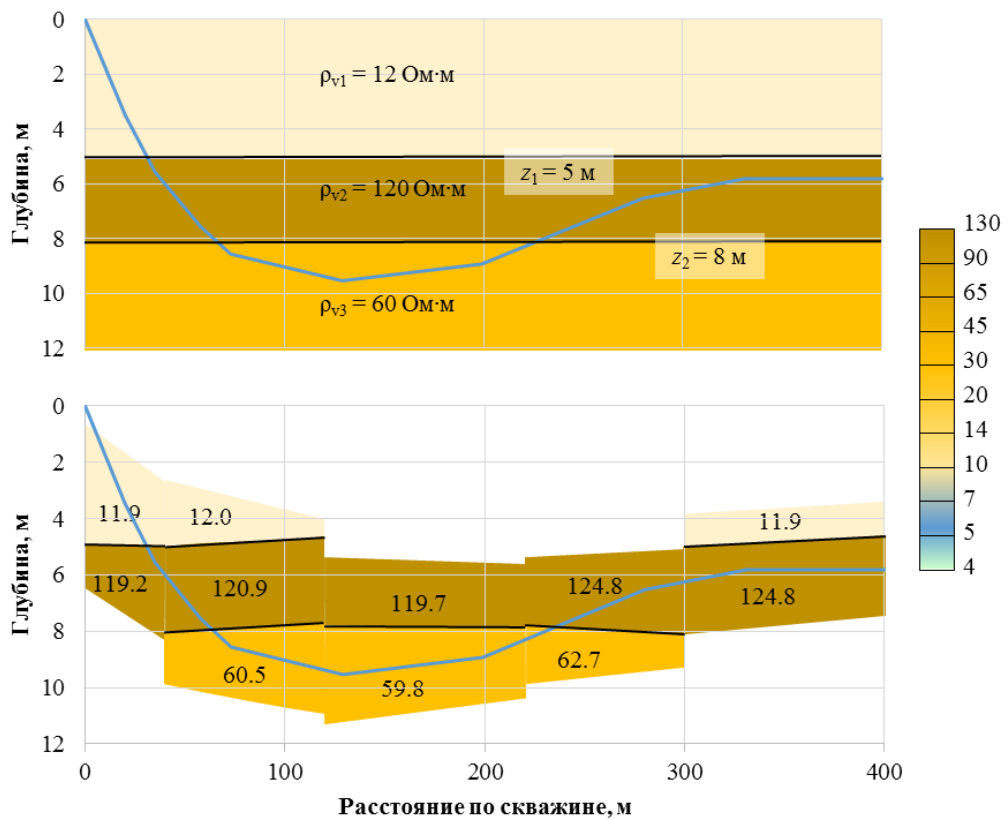


Рисунок 3.41 – Геоэлектрическая модель и результат численной инверсии сигналов ВИКПБ в скважине со сложной траекторией, вскрывающей макроанизотропный коллектор. Вверху – распределение вертикального УЭС и траектория скважины; внизу – модель, полученная в результате инверсии данных

На интервале 300 – 400 м инверсионная модель также двуслойная. Наклон границ определяется равным 0.24° . Относительная погрешность

определения горизонтального и вертикального УЭС глинистой покрышки и нефтенасыщенного песчаника не превышают погрешности измерений.

Таким образом, при инверсии синтетических данных восстановлены положения границ, оценены УЭС глинистой покрышки и различных частей коллектора.

Численная инверсия практических данных

Представлен результат численной инверсии данных основных зондов ВИКПБ с установлением макроанизотропных свойств тонкослоистых осадочных отложений (Рисунок 3.42). Каротаж выполнялся в процессе бурения скважины в продуктивном пласте ЮВ₁ васюганской свиты верхнеюрских отложений. Последние представлены неравномерным чередованием тонкослоистых мелкозернистых заглинизированных песчаников, алевролитов, аргиллитов и известняков.

По данным ВИКПБ и ГК интервал хх50 – хх80 м по скважине является карбонатизированным песчаником, имеющим относительно высокие УЭС и низкие значения естественной радиоактивности горных пород. На всем протяжении пласта-коллектора в интервале от хх80 до х300 – х350 м значения кажущегося УЭС и ГК составляют около 7 – 10 Ом·м и 2.2 – 2.6 мкР/ч, соответственно. При этом на глубинах по скважине около х310 м отмечается повышение значений УЭС и около х340 м – ГК, что свидетельствует об увеличении глинистости и ожидаемой тонкой слоистости отложений.

Для исключения единичных выбросов и подготовки данных к численной инверсии выполнена фильтрация и сглаживание практических данных ВИКПБ без потери их информативности.

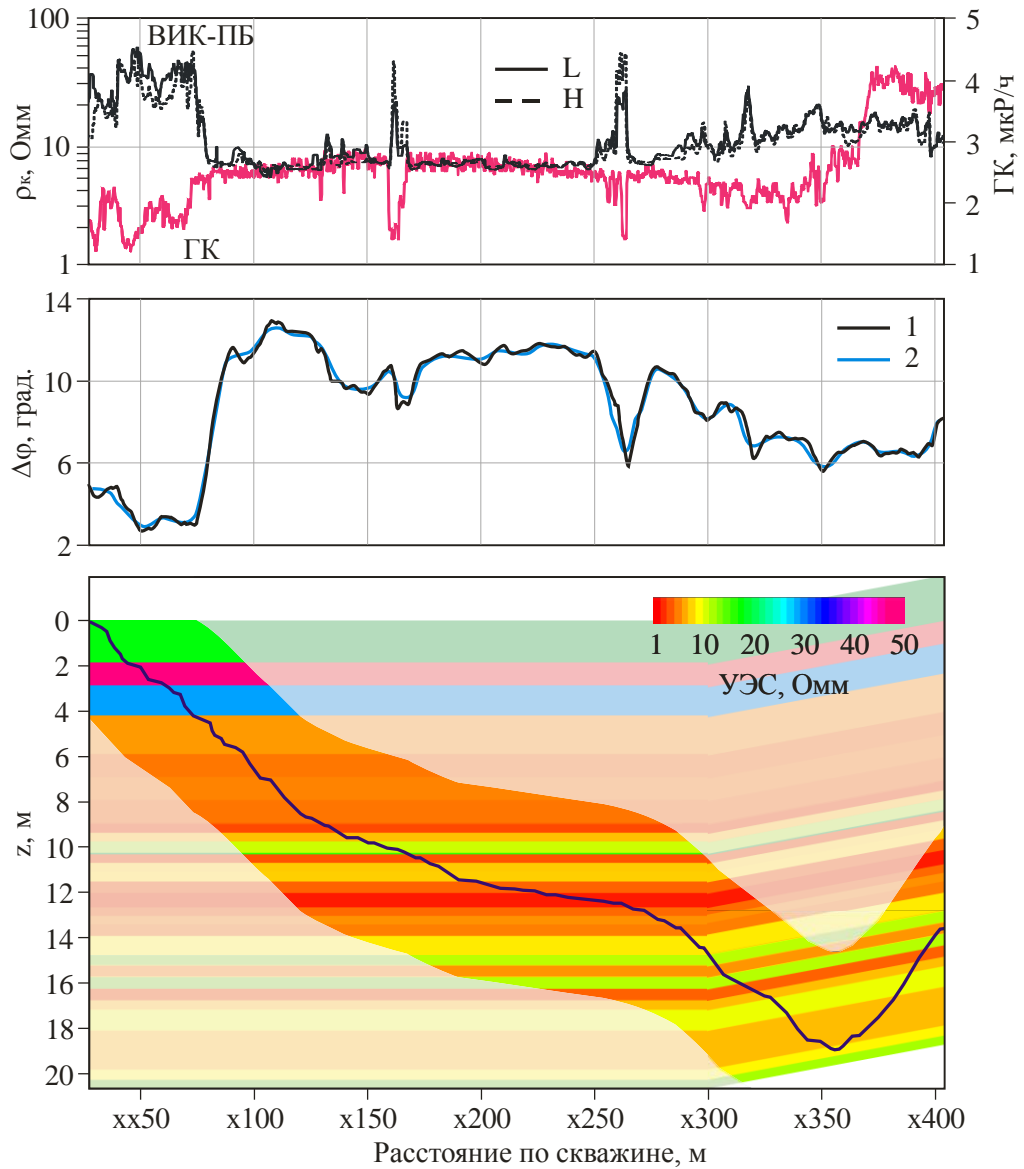


Рисунок 3.42 – Кажущиеся УЭС зондов L и H и естественная радиоактивность по данным ГК (вверху) в зависимости от расстояния по скважине. Экспериментальные и синтетические диаграммы разности фаз зонда L (в центре) и геоэлектрический разрез (внизу)

На изучаемом интервале скважины было выделены подинтервалы длиной от 20 до 50 м, в каждом из которых проведена инверсия данных ВИКПБ. 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. Значения УЭС для стартовой (изотропной) модели были определены как максимальные значения кажущихся сопротивлений УЭС в соответствующем пласте, границы заданы в точках с наибольшим изменением разности фаз высокочастотного

зонда Н. Начальное положение границ было горизонтальным. В инверсии использовались разности фаз двух основных зондов L и Н. На рисунке 3.42 в центре показаны экспериментальные и подобранные синтетические данные зонда L, внизу представлена постинверсионная модель: восстановленные значения УЭС и положения границ.

Верхняя часть разреза от 0 до 17 м по вертикали является изотропной, угол наклона границ слоистой среды относительно горизонтали незначителен – в пределах 0.2° . На глубине 17 м по вертикали или $x318$ м по скважине находится неоднородный анизотропный пласт с горизонтальным сопротивлением $8.5 - 14 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ и коэффициентом электрической анизотропии в пределах $1.4 - 1.6$. Границы наклонены сильнее – до 1.6° . Предположительно, интервал представлен чередованием тонкослоистых песчаников и глинистых прослоев. Таким образом, определяемый по данным ВИКПБ коэффициент электрической анизотропии может быть прогностическим индикатором для выявления интервалов тонкой слоистости осадочных пород как потенциально опасных при наклонно-направленном бурении скважин или проведении в них многостадийного гидроразрыва.

Таким образом, по результатам численного моделирования установлено, что сигналы ВИКПБ обладают хорошей чувствительностью к параметрам макроанизотропного пласта. Определение коэффициента анизотропии пласта возможно по диаграммам разности фаз при приближении к его кровле. Определяемый по данным ВИКПБ коэффициент электрической анизотропии может быть прогностическим индикатором для выявления интервалов тонкой слоистости осадочных отложений. Он может использоваться для снижения аварийности добычи углеводородного сырья при бурении сильнонаклонных и горизонтальных нефтегазовых скважин.

3.5. Комплексный подход к изучению геологических сред, вскрытых скважинами на разных этапах строительства

В данном разделе рассмотрена интерпретация высокочастотных электромагнитных зондирований применительно к задачам каротажа на разных этапах строительства нефтегазовых скважин [Численное моделирование ..., 2015]. С помощью электромагнитного каротажа в процессе шаблонирования вертикальных скважин решаются задачи расчленения геологического разреза и определения пространственного распределения УЭС. Полученная геоэлектрическая модель изучаемого объекта является достоверной априорной информацией для последующей геонавигации при проводке наклонных и горизонтальных стволов.

В настоящее время метод высокочастотного электромагнитного каротажного зондирования реализован в аппаратуре, применяемой как в процессе бурения (ВИКПБ), так и в процессе шаблонирования скважин (СКЛ-160) [Технология исследования ..., 2000]. 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 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.

Относительно низкие частоты трехкатушечных зондов ВИКПБ 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.

Далее приведены 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.

Численное моделирование проводилось с помощью программы «FMHV» (раздел 2.5.4), инверсия синтетических и практических данных – с помощью программ «InvEMhor» (раздел 3.6.2) и «InvEMhor23» (раздел 3.6.3). Также 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, Шурина, Нечаев, 2007; Суродина, Эпов, 2012; Глинских, Никитенко, Эпов, 2013].

3.5.1. Численная инверсия данных ВЭМКЗ 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. 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 и 1.4 м, частоты 0.875 и 1.75 МГц), на значения которых незначительно влияют скважина и зона проникновения фильтрата бурового раствора в пласт.

Основные особенности численной инверсии на примере интервала одной из скважин Федоровского месторождения, вскрывшего продуктивный пласт ЮС₂ (интервал 3133 – 3142 м, рисунок 3.43), следующие. Номинальный диаметр скважины 220 мм, УЭС глинистого раствора равно 1.7 Ом·м. Обозначение диаграмм: *DF05* – зонда длиной 0.5 м, частота 14 МГц; *DF07* – 0.7 м, 7 МГц; *DF10* – 1.0 м, 3.5 МГц; *DF14* – 1.4 м, 1.75 МГц; *DF20* – 2.0 м, 0.875 МГц. Расхождение диаграмм КС отражает проникновение фильтрата бурового раствора в пласт-коллектор.

На основе представленного на рисунке 3.43 комплекса данных интервал был разделен на 9 пластов, начальные значения УЭС для инверсии (стартовая модель) соответствовали осредненным значениям КС внутри каждого пласта. На рисунке 3.43 справа 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 (3118.9 – 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 неопределенности УЭС. Более подробное описание целесообразно при небольшой толщине коллекторов или наличии тонких контрастных прослоев внутри коллектора или во вмещающих породах.

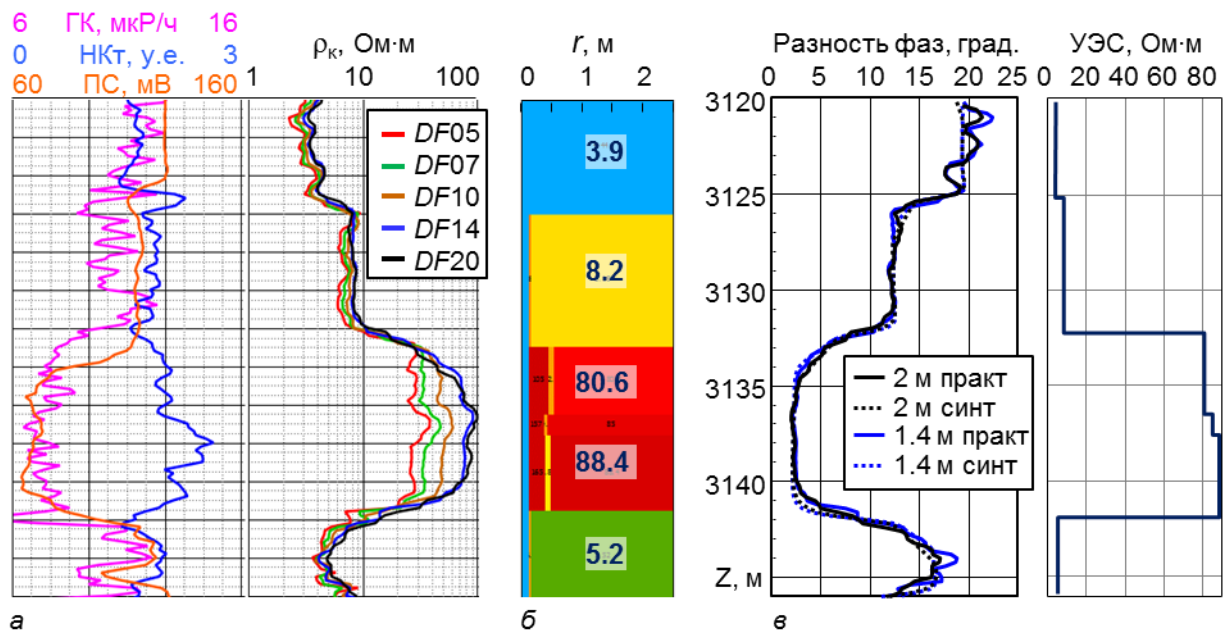


Рисунок 3.43 – Измерения в процессе шаблонирования и результаты инверсии: а – диаграммы нейтронного и гамма-каротажа, потенциала самополяризации и КС; б – геоэлектрическая модель с подобранными значениями УЭС; в – измеренные и подобранные в результате инверсии сигналы длинных зондов и результирующая модель УЭС пластов

3.5.2. Чувствительность сигналов ВИКПБ к найденным параметрам среды

На рисунке 3.44 приведены функции чувствительности (3.1) разности фаз зондов L и Н к геоэлектрическим параметрам модели, установленным по данным, измеренным в процессе шаблонирования вертикальной скважины. В

верхней части рисунка показаны параметры модели и типичная траектория скважины с горизонтальным завершением, для которой и проведен анализ.

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.

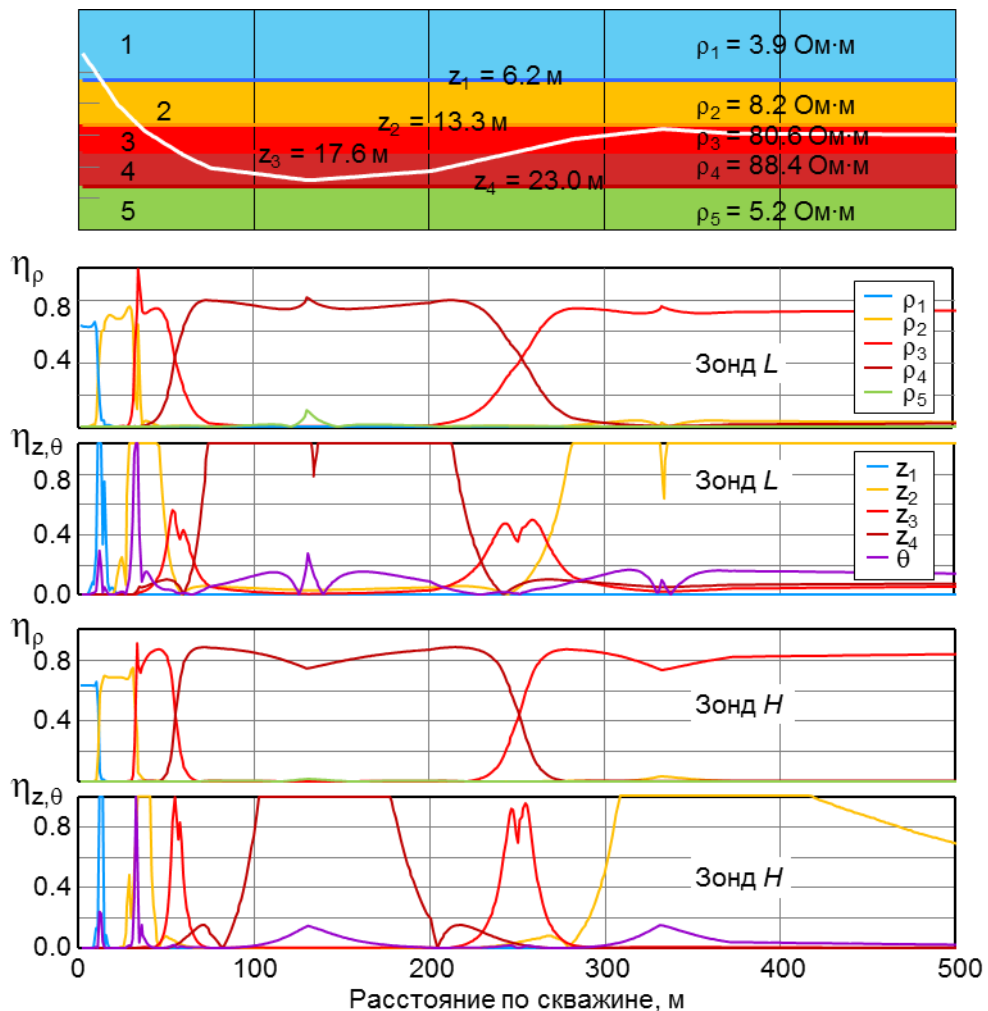


Рисунок 3.44 – Чувствительности зондов L и H к параметрам геоэлектрической модели: УЭС пластов и положению границ, а также к углу наклона скважины. Вверху – модель, траектория и исследуемые параметры

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 Н 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 Н ($\eta \approx 0.8 - 0.9$). 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.

3.5.3. Численная инверсия данных ВИКПБ

Для оценки возможности геонавигации при бурении горизонтального ствола в продуктивном пласте с использованием аппаратного комплекса ВИКПБ проведено численное моделирование псевдоэкспериментальных разностей фаз [Аппаратура и интерпретационная ..., 2014; Численное моделирование ..., 2015]. Перед инверсией они были зашумлены нормально распределенной случайной величиной с дисперсией 0.02.

Ранее [Никитенко, 1998; Суродина, Эпов, 2012; Численное моделирование ..., 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. 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 рисунке 3.45 показаны псевдоэкспериментальные и синтетические сигналы (вверху, рисунок 3.45а), типичная траектория горизонтальной скважины, границы пластов и восстановленные значения их УЭС (внизу, рисунок 3.45б). Согласно данным, полученным при каротаже в процессе шаблонирования вертикальной скважины, продуктивный пласт состоит из двух частей (граница в 3136.5 м). Нижняя часть частично карбонатизирована, поэтому горизонтальный ствол целесообразно проводить в верхней части.

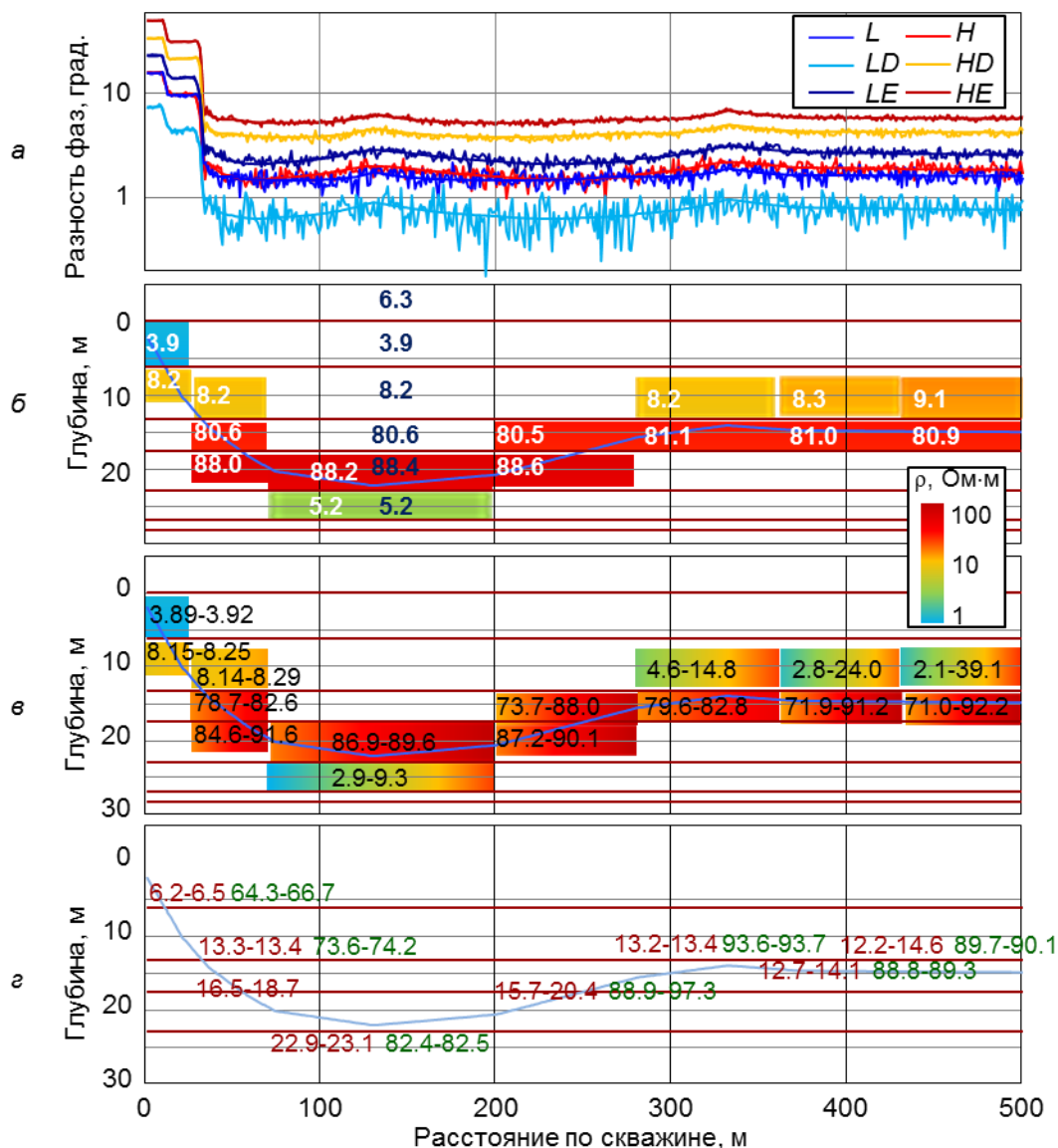


Рисунок 3.45 – Данные ВИКПБ и результаты инверсии: а – зашумленные синтетические данные (псевдоэкспериментальные) и данные, вычисленные в постинверсионной модели (разности фаз); б – положение границ, траектория скважины и восстановленные значения УЭС пластов; в – диапазоны определения значений УЭС; г – диапазоны определения положения границ и угла их наклона на основе линеаризованного представления

Начальная точка траектории горизонтальной скважины привязана к глубине 3118.9 м. От этой точки 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 0.73 м, а угол на интервале подъема достигает 93.6° . На интервале 334 – 500 м скважина медленно отдаляется от кровли на расстояние до 1.65 м, а угол на этом интервале составляет 89.9° .

На изучаемом интервале скважины было выделено 7 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 полученная в результате инверсии модель: восстановленные значения УЭС и положения границ. Значения УЭС в стартовой модели показаны синим цветом (Рисунок 3.45б).

На интервале от 2 до 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: $\rho_1 = 3.9 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (диапазон 3.89 – 3.92 Ом·м), $\rho_2 = 8.2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (8.15 – 8.25 Ом·м), $z_1 = 6.3 \text{ м}$ (6.2 – 6.5 м), $\theta = 65.5^\circ$ (64.3 – 66.7°).

На интервале от 26 до 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 Ом·м), $\rho_3 = 80.6 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (78.7 – 82.6 Ом·м), $\rho_4 = 88.0 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (84.6 – 91.6 Ом·м), $z_2 = 13.3 \text{ м}$ (13.3 – 13.4 м), $z_3 = 17.5 \text{ м}$ (16.5 – 18.7 м), $\theta = 73.9^\circ$ (73.6 – 74.2°). Увеличенный диапазон возможных значений z_4 обусловлен небольшим контрастом значений ρ_3/ρ_4 (0.92).

На интервале от 71 до 200 м зонд приближается к подошве продуктивного пласта, и в сигналах ВИКПБ 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 Ом·м), $\rho_5 = 5.2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (2.9 – 9.3 Ом·м), $z_4 = 23.0 \text{ м}$ (22.9 – 23.1 м), $\theta = 82.4^\circ$ (82.4 – 82.46°). Диапазону ρ_5 соответствует большая погрешность определения этого параметра, но при этом положение подошвы коллектора определяется с погрешностью всего $\pm 0.1 \text{ м}$.

На интервале от 201 до 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 Ом·м), $\rho_4 = 88.6 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (87.2 – 90.1 Ом·м), $z_3 = 17.9 \text{ м}$ (15.7 – 20.4 м), $\theta = 93.0^\circ$ (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_4 , как и на втором интервале инверсии, определяется с относительно большой погрешностью.

На интервалах от 281 до 501 м скважина находится в верхней части продуктивного пласта, поэтому на сигналы ВИКПБ влияют параметры пластов 2 и 3. В ближнем к кровле интервале от 281 до 360 м значение ρ_3 отличается от истинного значения меньше, чем на 1 % (диапазон 79.6 – 82.8 Ом·м), отклонение положения кровли коллектора z_3 также меньше 1 % (диапазон 13.2 – 3.4 м). По мере пологого спуска 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 последнем интервале 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 (равного 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, что наибольшая неопределенность наблюдается для УЭС пластов, не пересекаемых скважиной (Рисунок 3.45 в, г). 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.

Таким образом, 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 полученной при каротаже в процессе шаблонирования априорной информации об определяемых геоэлектрических параметрах. Проведенные исследования показали, что комплексные подходы к изучению сложнопостроенных 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.

3.6. Программная база оперативной численной инверсии и анализа разрешающей способности данных электромагнитного каротажа

С помощью разработанной программной базы оперативной численной инверсии и анализа разрешающей способности данных электромагнитного каротажа проведены многочисленные исследования. Среди них следующие. Исследованы области достаточного для достоверной интерпретации уровня относительной чувствительности кажущегося сопротивления к параметрам разреза, в частности, к углу между скважиной и границей коллектора [Особенности высокочастотных ..., 1998]; определены диапазоны возможных значений сопротивления и диэлектрической проницаемости по сигналам ВИКИЗ для воды Телецкого озера, рассчитаны синтетические диаграммы профилирования границы вода-воздух с целью оценки сопротивления и диэлектрической проницаемости воды [Сухорукова, Петров, Никитенко, 2007]; выполнена численная инверсия измеренных сигналов ВЭМКЗ комплекса СКЛ при наклонном пересечении нефтяных пластов-коллекторов для обоснования возможностей новой отечественной аппаратуры СКЛ для исследований в вертикальных, наклонных и горизонтальных скважинах [Аппаратурный комплекс ..., 2015]; исследованы возможности восстановления вертикального и горизонтального УЭС не только самого коллектора, но и вмещающих его пластов на практическом материале из скважин Быстринского месторождения [Копытов, Сухорукова, Никитенко, 2018]. Созданная программа вычисления кажущихся УЭС и ОДП была использована в системе EMF Pro [EMF Pro v2 ..., 2015]. Блок оценки разрешающей способности системы наблюдений и вычисления погрешностей результатов инверсии внедрен в программный комплекс для интерпретации многокомпонентных данных каротажа в процессе бурения (MCWD) и производственную систему Reservoir Navigation Service, применяемую в компании Baker Hughes GE при проводке горизонтальных скважин [New software ..., 2014].

Все программы написаны на языках программирования FORTRAN 77 и FORTRAN 90. Ниже дано их краткое описание.

3.6.1. Определение кажущихся значений УЭС и ОДП по данным высокочастотного электромагнитного каротажа

Вычислительное ядро – NSyl.

Обозначение программы:

«AppRhoEps».

Наименование программы:

«Программа для ЭВМ определения кажущихся значений УЭС и ОДП по данным высокочастотного электромагнитного каротажа».

Область применения:

Программа для ЭВМ применяется для определения УЭС и ОДП пласта по разности фаз и относительной амплитуде зондов ВЭМКЗ или ВИКПБ с учетом параметров скважины.

Входные данные:

- 1) Параметры зондов: количество трехкатушечных зондов для частотных зондирований, их длины и частоты, моменты;
- 2) Измеренные данные: для каждой точки вдоль профиля скважины – используемые разности фаз и относительные амплитуды методов ВЭМКЗ или ВИКПБ;
- 3) Ошибки измерения: относительные и абсолютные;
- 4) Параметры скважины: УЭС и радиус. Если не заданы – решение ищется в однородной модели среды.

Выходные данные:

- 1) Кажущиеся значения УЭС и ОДП для каждой точки профиля скважины;
- 2) Значение минимизируемой функции.

3.6.2. Численная инверсия комплекса данных электрометрии в наклонно-горизонтальных скважинах

Программа зарегистрирована в сокращенном виде только для данных ВЭМКЗ и/или БКЗ [Никитенко, Глинских, Сухорукова, 2016].
Вычислительное ядро – FMHV.

Обозначение программы:

«InvEMhor».

Наименование программы:

«Программа для ЭВМ численной интерпретации данных электрического и электромагнитного каротажа в наклонных и горизонтальных скважинах».

Область применения:

Программа для ЭВМ применяется для определения горизонтального и вертикального УЭС пластов в горизонтально-слоистой модели среды, положения границ пластов, угла наклона скважины относительно границ по измеренным данным ВЭМКЗ и/или БКЗ, а также ВИКПБ, и для анализа разрешающей способности системы измерений к параметрам модели.

Входные данные:

- 1) Параметры зондов: количество трехкатушечных зондов для частотных зондирований, их длины и частоты, используемые компоненты поля, моменты;
- 2) Параметры зондов: количество трехкатушечных зондов для зондирований на постоянном токе и их длины;
- 3) Ошибки измерения: относительные и абсолютные;
- 4) Вертикальная глубина в первой точке профиля для привязки к геоэлектрической модели;
- 5) Начальная геоэлектрическая модель: количество горизонтальных границ, горизонтальное и вертикальное УЭС пластов, вертикальные координаты границ, индексы для фиксации или вариации параметра;

Для инверсии:

б) Измеренные данные: для каждой точки вдоль профиля скважины – глубина вдоль скважины, наклон зонда относительно вертикали, используемые разности фаз и относительные амплитуды методов ВЭМКЗ или ВИКПБ, кажущиеся сопротивления метода БКЗ.

Выходные данные:

Результат линейного анализа разрешающей способности:

Интервал эквивалентных значений каждого варьируемого параметра начальной геоэлектрической модели.

Результаты инверсии:

- 1) Геоэлектрическая модель: горизонтальное и вертикальное УЭС пластов, вертикальные координаты границ;
- 2) Синтетические данные, соответствующие модели;
- 3) Значение минимизируемой функции;
- 4) Оценка неопределенности для параметров модели: интервал эквивалентных значений каждого модельного параметра, определенного инверсией.

3.6.3. Численная инверсия данных электромагнитного каротажа в процессе бурения

I. Определение расстояния до границы

Вычислительное ядро – FMHV или HVik23.

Обозначение программы:

«InvEMhor_D2B».

Наименование программы:

«Программа для ЭВМ определения расстояния до границы по данным каротажа в процессе бурения ВИКПБ в наклонных и горизонтальных скважинах».

Область применения:

Программа для ЭВМ применяется для определения расстояния до границы по измеренным данным ВИКПБ.

Входные данные:

- 1) Параметры зондов: количество трехкатушечных зондов ВИКПБ, их длины и частоты, моменты;
- 2) Ошибки измерения: относительные и абсолютные;
- 3) Значение УЭС пласта, расстояние до которого определяется;
- 4) Измеренные данные: для каждой точки вдоль профиля скважины – глубина вдоль скважины, наклон зонда относительно вертикали, используемые разности фаз и относительные амплитуды ВИКПБ.

Выходные данные:

- 1) Для каждой точки вдоль профиля скважины: УЭС пласта, в котором находится зонд и расстояние до ближайшей границы;
- 2) Синтетические данные, соответствующие модели;
- 3) Значение минимизируемой функции;
- 4) Оценка неопределенности для параметров модели: интервал эквивалентных значений модельных параметров, определенных инверсией.

II. Оценка УЭС пластов и положений границ

Вычислительное ядро – HVik23.

Обозначение программы:

«InvEMhor23».

Наименование программы:

«Программа для ЭВМ численной интерпретации данных электромагнитного каротажа в процессе бурения в наклонных и горизонтальных скважинах».

Область применения:

Программа для ЭВМ применяется для определения УЭС пластов в двух- и трехслойной горизонтально-слоистой модели среды, положения границ пластов, угла наклона скважины относительно границ по измеренным данным ВИКПБ.

Входные данные:

- 1) Параметры зондов: количество трехкатушечных зондов ВИКПБ, их длины и частоты, моменты;
- 2) Ошибки измерения: относительные и абсолютные;
- 3) Вертикальная глубина в первой точке профиля для привязки к геоэлектрической модели;
- 4) Начальная геоэлектрическая модель: количество горизонтальных границ (2 или 3), УЭС пластов, вертикальные координаты границ, индексы для фиксации или вариации параметра;
- 5) Измеренные данные: для каждой точки вдоль профиля скважины – глубина вдоль скважины, наклон зонда относительно вертикали, используемые разности фаз и относительные амплитуды методов ВЭМКЗ или ВИКПБ, кажущиеся сопротивления метода БКЗ.

Выходные данные:

- 1) Геоэлектрическая модель: УЭС пластов, вертикальные координаты границ;
- 2) Синтетические данные, соответствующие модели;
- 3) Значение минимизируемой функции;
- 4) Оценка неопределенности для параметров модели: интервал эквивалентных значений каждого модельного параметра, определенного инверсией.

3.6.4. Численная инверсия данных электромагнитного каротажа в вертикальных скважинах

Вычислительное ядро – NSyl.

Обозначение программы:

«InvCyl».

Наименование программы:

«Программа для ЭВМ численной инверсии данных электромагнитного каротажа ИК, ВИКИЗ и ВЭМКЗ в вертикальных скважинах».

Область применения:

Программа для ЭВМ применяется для определения УЭС, ОДП и положений границ радиальных слоев в цилиндрически-слоистой модели среды по измеренным данным ИК или ВИКИЗ или ВЭМКЗ, и для анализа разрешающей способности системы измерений к параметрам модели.

Входные данные:

- 1) Параметры зондов: количество трехкатушечных зондов для частотных зондирований, их длины и частоты, используемые компоненты поля, моменты;
- 2) Ошибки измерения: относительные и абсолютные;
- 3) Начальная геоэлектрическая модель: количество радиальных границ, УЭС и ОДП слоев, индексы для фиксации или вариации параметра;

Для инверсии:

- 4) Измеренные данные: используемые разности фаз и относительные амплитуды методов ВИКИЗ и ВЭМКЗ или реальная и/или мнимая части магнитного поля в трехкатушечных зондах ИК.

Выходные данные:

- 1) Магнитное поле в двухкатушечных зондах, включая нормальное, аномальное и суммарное;
- 2) Реальная и мнимая части магнитного поля в трехкатушечных зондах;
- 3) Разность фаз и относительная амплитуда в трехкатушечных зондах;
- 4) Кажущаяся УЭП, вычисленная по мнимой части магнитного поля в трехкатушечных зондах;
- 5) Кажущееся УЭС, вычисленное по разности фаз.

Выходные данные:

Результат линейного анализа разрешающей способности:

Интервал эквивалентных значений каждого варьируемого параметра начальной геоэлектрической модели.

Результаты инверсии:

- 1) Геоэлектрическая модель: УЭС и ОДП пластов, радиальные координаты границ слоев;
- 2) Синтетические данные, соответствующие модели;
- 3) Значение минимизируемой функции;
- 4) Оценка неопределенности для параметров модели: интервал эквивалентных значений каждого модельного параметра, определенного инверсией.

Полученные результаты по главе 3

Разработаны алгоритмы и программы оперативной количественной инверсии и анализа разрешающей способности данных электромагнитного каротажа на основе численно-аналитических решений прямых задач для обоснования возможностей современных методов исследования скважин, оценки и прогнозирования электрофизических характеристик флюидонасыщенных пластов-коллекторов.

С помощью созданных программно-алгоритмических средств инверсии, анализа чувствительности и разрешающей способности установлены возможности применяемых электромагнитных методов исследования скважин:

1. Использование амплитуд наряду с разностями фаз зондов ВЭМКЗ в интерпретационных схемах позволяет извлекать новую информацию, а именно: определять диэлектрическую проницаемость пластов и таким образом дифференцировать пласты, имеющие примерно одинаковое сопротивление, по диэлектрической проницаемости. В горных породах, где проявляется частотная дисперсия УЭС и ДП, необходимо оценивать данные параметры отдельно на каждой частоте. В этом случае интерпретационная модель является двухслойной («скважина-пласт») с известными параметрами скважины.

2. Совместное использование данных сигналов электромагнитного (ВЭМКЗ) и электрического (БКЗ) каротажа в силу независимости поведения сигналов вблизи геоэлектрических границ позволяет определять параметры

макроанизотропной среды, пересекаемой наклонной скважиной, причем комплексный подход к изучению сложнопостроенных геологических сред, вскрытых наклонно-горизонтальными скважинами значительно повышает достоверность результатов интерпретации.

3. Сигналы ВИКПБ обладают высокой чувствительностью к УЭС продуктивной части пласта, а также к положению его кровли и подошвы. Это указывает на возможность успешного применения метода и аппаратуры ВИКПБ для решения задач геонавигации и оценки сопротивлений пластов в процессе бурения.

4. Сигналы ВИКПБ обладают хорошей чувствительностью к параметрам макроанизотропного пласта. Определение коэффициента анизотропии пласта возможно по диаграммам разности фаз при приближении к его кровле. Определяемый по данным ВИКПБ коэффициент электрической анизотропии может быть прогностическим индикатором для выявления интервалов тонкой слоистости осадочных отложений и может использоваться для снижения аварийности добычи углеводородного сырья при бурении сильнонаклонных и горизонтальных нефтегазовых скважин.

5. Комплексный подход к изучению сложнопостроенных геологических сред, вскрытых скважинами на разных этапах строительства, позволяет значительно повысить эффективность применяемых геофизических комплексов. При наличии априорной информации об определяемых геоэлектрических параметрах, полученной при каротаже в процессе шаблонирования, можно значительно повысить точность восстановления расстояния до границ и УЭС пластов по данным каротажа во время бурения.

Глава 4. НОВЫЕ МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ КАРОТАЖНЫХ ЗОНДИРОВАНИЙ

Одна из задач, рассмотренная в данной главе, связана с инверсией данных прибора для каротажа в процессе бурения методом переходных процессов. Преимуществами МПП для каротажа в процессе бурения являются отсутствие в измеряемом сигнале прямого поля, возможность использовать различные токовые импульсы в зависимости от решаемой задачи, регистрация ЭДС на широком временном интервале, обеспечивающая зонду необходимую глубинность, представление сигнала в виде непрерывной кривой, которую легко освободить от случайного шума. Прибор для каротажа в процессе бурения МПП разрабатывался в компании Baker Hughes и прошел успешные испытания в тестовых скважинах. Теоретические исследования, проведенные в рамках данного проекта, представляют особый интерес, поскольку посвящены новому методу исследования скважин и являются оригинальными разработками. Предложены решения для определения истинного наклона и азимута пласта, быстрой инверсии, а также сжатия данных, передающихся на поверхность.

Другая задача посвящена новому методу определения анизотропии в зоне проникновения и уточнения коэффициента глинистости путем комплексирования данных разных методов каротажа. Исследования направлены на получение новых знаний об окружающем скважину пространстве путем обращения к данным разных методов, таких как 3DeX, HDIL, Micro-Log и Gamma Ray (приборы компании Baker Hughes) и переосмысления их с точки зрения получения новой информации. Совместная обработка и инверсия данных позволяет получить радиальное распределение сопротивления и электрической анизотропии в прискважинной зоне, а также уточнить содержание глин в пластах, пересекаемых скважиной. Вертикальное и горизонтальное сопротивление, вычисленное на небольших глубинах, совпадающих с радиусом исследования NMR/Nuclear приборов, позволят

улучшить оценки водонасыщенности. Также радиальный профиль сопротивления и анизотропии в зоне проникновения может быть использован для надежной оценки насыщения и проницаемости при интерпретации данных повторных измерений электромагнитного каротажа. В результате исследований создано программное обеспечение для совместной обработки и инверсии данных с целью расширения возможностей комплекса приборов. Обоснованность предложенных методик инверсии данных подтверждена численными результатами.

4.1. Определение угла наклона и азимута напластования по измерениям прибора каротажа в процессе бурения МПП

Прибор для каротажа в процессе бурения МПП регистрирует ЭДС на некотором временном отрезке. Источниками и приемниками электромагнитного поля являются взаимно ортогональные катушки, так что по меньшей мере четыре компоненты поля доступны для измерения: XX , YY , ZZ , XZ (или ZX). В обозначении первая заглавная буква означает ориентацию источника, вторая – приемника в системе координат прибора. Базовой моделью является горизонтально-слоистая среда, пересекаемая наклонной скважиной (Рисунок 2.1). Для численного моделирования используется программа «DipTEM» (раздел 2.5.5).

Для оценки угла наклона пластов и азимутального угла предлагается использовать метод фокусировки во временной области – Multi-Time Focusing (MTF) technique [Nikitenko, Rabinovich, Sviridov, 2015]. Оценки углов способствуют надежной геонавигации, а также, в случае инверсии данных для сложной модели среды, позволяют существенно сократить ресурсоемкость инверсии и модельную эквивалентность. Метод протестирован на серии моделей в зависимости от наличия измеренных компонент поля. Обработка синтетических данных подтвердила эффективность разработанного алгоритма.

Способ определения угла наклона и азимута с использованием многочастотной фокусировки (MFF) описан в работах [Tabarovsky, Rabinovich, 1998; Determination of relative ..., 2004; Processing multi-component ..., 2005; Transient EM for geosteering ..., 2011]. Он состоит из следующих шагов:

1. Извлечение из частотных сигналов сфокусированного MFF-сигнала – сигнала, порожденного первичным полем и не зависящего от неоднородностей. Данный сигнал является коэффициентом при степени $\omega^{5/2}$ в частотном разложении в ряд измеренной ЭДС.
2. Вычисление углов наклона относительно пластов и вращения прибора из системы уравнений, связывающих сфокусированные MFF-сигналы с данными углами и принципиальными компонентами поля.
3. Вычисление истинного наклона пласта и азимута через углы наклона относительно пластов и вращения прибора, а также угла наклона (инклинометрии) и азимута скважины.

Принципиальные компоненты – это трансформации поля в принципиальную систему координат, где матрица наблюдений имеет лишь диагональные элементы, причем XX и YY компоненты совпадают [Tabarovsky, Rabinovich, 1998]. Такие трансформации возможны для MFF-сигналов, поскольку эти сигналы зависят только от некоторого эффективного сопротивления (сопротивления однородной среды). Данное утверждение следует из частотного разложения в ряд магнитного поля или ЭДС [Processing multi-component ..., 2005]. Для измерений во временной области разработан аналогичный алгоритм, учитывающий специфику данных измерений, которая состоит в следующем. Временной ряд, в который раскладывается сигнал, является знакопеременным и медленно убывающим. С одной стороны, необходимо иметь больше слагаемых этого ряда для точной оценки MTF-сигнала – аналога MFF-сигнала, с другой стороны система уравнений для определения MTF-сигнала становится плохо обусловленной с увеличением числа неизвестных параметров. Невозможность использования поздних

времен, где справедливы степенные асимптотики для сигналов, но сами сигналы затухают и становятся не измеряемыми, также отрицательно влияет на конечный результат. Принимая во внимание все эти особенности, извлечение МТФ-сигнала становится возможным только после тщательного выбора времен и количества слагаемых в разложении во временной ряд.

На втором шаге для определения углов применяется либо перебор возможных значений углов и решение линейной системы уравнений для каждой пары значений углов, либо любой метод решения нелинейной системы уравнений для определения четырех неизвестных: двух принципиальных компонент поля, угла наклона относительно пластов и угла вращения. В последнем случае не требуется надлежащий выбор дискретизации значений углов.

В патенте [Banning, Nagivara, Ostermeier, 2009] описан прямой метод определения углов. Он базируется на возможности диагонализации матрицы компонент поля на поздних временах. Недостатком данного метода является необходимость измерять сигналы на таких поздних временах, на которых справедливы степенные асимптотики для сигналов, что, как правило, нереализуемо на практике.

4.1.1. Метод фокусировки во временной области

Пусть в источнике происходит выключение тока, а время измерения сигнала отсчитывается от момента выключения. В работе [Bespalov, Rabinovich, Tabarovsky, 2006] показано, что МТФ-сигнал $S_{5/2}$ – это коэффициент при степени $t^{-5/2}$ во временном разложении сигнала. Основные трудности при вычислении коэффициента относятся к свойствам ряда и были указаны выше. Будет показано, что только первый член ряда, содержащий $S_{5/2}$, может быть извлечен с приемлемой точностью. Остальные члены ряда не могут быть определены, но влияют на результат и должны быть учтены.

Вычисление МТФ-сигналов

Пусть временной сигнал освобожден от случайного шума с помощью фильтрации и сглаживания. Измеренная ЭДС раскладывается по степеням t :

$$V = S_{5/2} \cdot t^{-5/2} + S_{7/2} \cdot t^{-7/2} + S_{9/2} \cdot t^{-9/2} + S_{11/2} \cdot t^{-11/2} + \dots \quad (4.1)$$

Для измерений на нескольких временах \vec{V} справедлива следующая система уравнений

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \\ V_4 \\ \dots \\ V_{m-1} \\ V_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} t_1^{-5/2} & t_1^{-7/2} & t_1^{-9/2} & \dots & t_1^{-n/2} \\ t_2^{-5/2} & t_2^{-7/2} & t_2^{-9/2} & \dots & t_2^{-n/2} \\ t_3^{-5/2} & t_3^{-7/2} & t_3^{-9/2} & \dots & t_3^{-n/2} \\ t_4^{-5/2} & t_4^{-7/2} & t_4^{-9/2} & \dots & t_4^{-n/2} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ t_{m-1}^{-5/2} & t_{m-1}^{-7/2} & t_{m-1}^{-9/2} & \dots & t_{m-1}^{-n/2} \\ t_m^{-5/2} & t_m^{-7/2} & t_m^{-9/2} & \dots & t_m^{-n/2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} S_{5/2} \\ S_{7/2} \\ S_{9/2} \\ \dots \\ S_{n/2} \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

или в матричном виде

$$\vec{V} = \hat{T} \cdot \vec{S} \quad (4.3)$$

Из этой системы определяется вектор неизвестных коэффициентов \vec{S} .

Здесь $n = 7, 9, 11, \dots$. Длина вектора \vec{S} равна $l = (n-3)/2$; $m \geq l$.

Используется нормировка для улучшения обусловленности матрицы \hat{T} .

Матрица системы (4.3) умножается слева на нормировочную матрицу \hat{N} :

$$\hat{N} = \begin{bmatrix} t_1^{5/2} & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & t_1^{7/2} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 0 & t_1^{9/2} & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & 0 & \dots & t_1^{n/2} \end{bmatrix} \cdot \quad (4.4)$$

Тогда (4.3) запишется в виде:

$$\vec{V} = \hat{T} \cdot \vec{S} \quad (4.5)$$

Если времена возрастают геометрически, то матрица системы (4.5) выглядит следующим образом:

$$\hat{\vec{T}} = \hat{\vec{T}} \cdot \hat{N} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & \dots & 1 \\ p^{-5/2} & p^{-7/2} & p^{-9/2} & \dots & p^{-n/2} \\ (p^2)^{-5/2} & (p^2)^{-7/2} & (p^2)^{-9/2} & \dots & (p^2)^{-n/2} \\ (p^3)^{-5/2} & (p^3)^{-7/2} & (p^3)^{-9/2} & \dots & (p^3)^{-n/2} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ (p^{m-2})^{-5/2} & (p^{m-2})^{-7/2} & (p^{m-2})^{-9/2} & \dots & (p^{m-2})^{-n/2} \\ (p^{m-1})^{-5/2} & (p^{m-1})^{-7/2} & (p^{m-1})^{-9/2} & \dots & (p^{m-1})^{-n/2} \end{bmatrix}, \quad (4.6)$$

где $p = t_i / t_{i-1}$.

Вектор неизвестных:

$$\vec{S} = \hat{N}^{-1} \cdot \vec{S} = \begin{bmatrix} S_{5/2} \cdot t_1^{-5/2} \\ S_{7/2} \cdot t_1^{-7/2} \\ S_{9/2} \cdot t_1^{-9/2} \\ \dots \\ S_{n/2} \cdot t_1^{-n/2} \end{bmatrix}. \quad (4.7)$$

Система (4.5) решается методом сингулярного разложения (SVD), который дает решение с минимальной нормой. В качестве результата получается МТФ-сигнал $S_{5/2} = \tilde{S}_1 = \check{S}_1 \cdot t_1^{5/2}$.

Вычисление углов наклона и вращения

Пусть, для удобства записи, $R = S_{5/2}$. Как показано в [Processing multi-component ..., 2005], измеренные МТФ-сигналы связаны с принципиальными компонентами следующим образом:

$$\begin{bmatrix} R_{xx} \\ R_{xy} \\ R_{xz} \\ R_{yx} \\ R_{yy} \\ R_{yz} \\ R_{zx} \\ R_{zy} \\ R_{zz} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos^2 \varphi \cdot \cos^2 \theta + \sin^2 \varphi & \cos^2 \varphi \cdot \sin^2 \theta \\ \cos \varphi \cdot \sin \varphi \cdot \sin^2 \theta & -\cos \varphi \cdot \sin \varphi \cdot \sin^2 \theta \\ \cos \varphi \cdot \cos \theta \cdot \sin \theta & -\cos \varphi \cdot \cos \theta \cdot \sin \theta \\ \cos \varphi \cdot \sin \varphi \cdot \sin^2 \theta & -\cos \varphi \cdot \sin \varphi \cdot \sin^2 \theta \\ \sin^2 \varphi \cdot \cos^2 \theta + \cos^2 \varphi & \sin^2 \varphi \cdot \sin^2 \theta \\ -\sin \varphi \cdot \cos \theta \cdot \sin \theta & \sin \varphi \cdot \cos \theta \cdot \sin \theta \\ \cos \varphi \cdot \cos \theta \cdot \sin \theta & -\cos \varphi \cdot \cos \theta \cdot \sin \theta \\ -\sin \varphi \cdot \cos \theta \cdot \sin \theta & \sin \varphi \cdot \cos \theta \cdot \sin \theta \\ \sin^2 \theta & \cos^2 \theta \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} R_{xx}^p \\ R_{zz}^p \end{bmatrix}. \quad (4.8)$$

Здесь R_{xx}^p , R_{zz}^p – принципиальные компоненты,

θ – угол наклона (угол между осью прибора и нормалью к напластованию),

φ – угол вращения.

Истинный наклон и азимут пластов вычисляются с помощью углов наклона и вращения, а также инклинометрии и азимута скважины [Processing multi-component ..., 2005].

Пары компонент R_{xy} и R_{yx} , R_{xz} и R_{zx} , R_{yz} и R_{zy} имеют одинаковое представление через принципиальные компоненты. Компоненты в паре совпадают по определению, но могут отличаться на практике. Причинами могут быть недостаточно точное вычисление МТФ-сигналов ввиду недостатка поздних времен, а также присутствие ошибок измерения. Таким образом, следует выбирать подходящие компоненты, чтобы решение (4.8) было устойчивым.

Блок-схема определения углов наклона и вращения показана на рисунке 4.1.

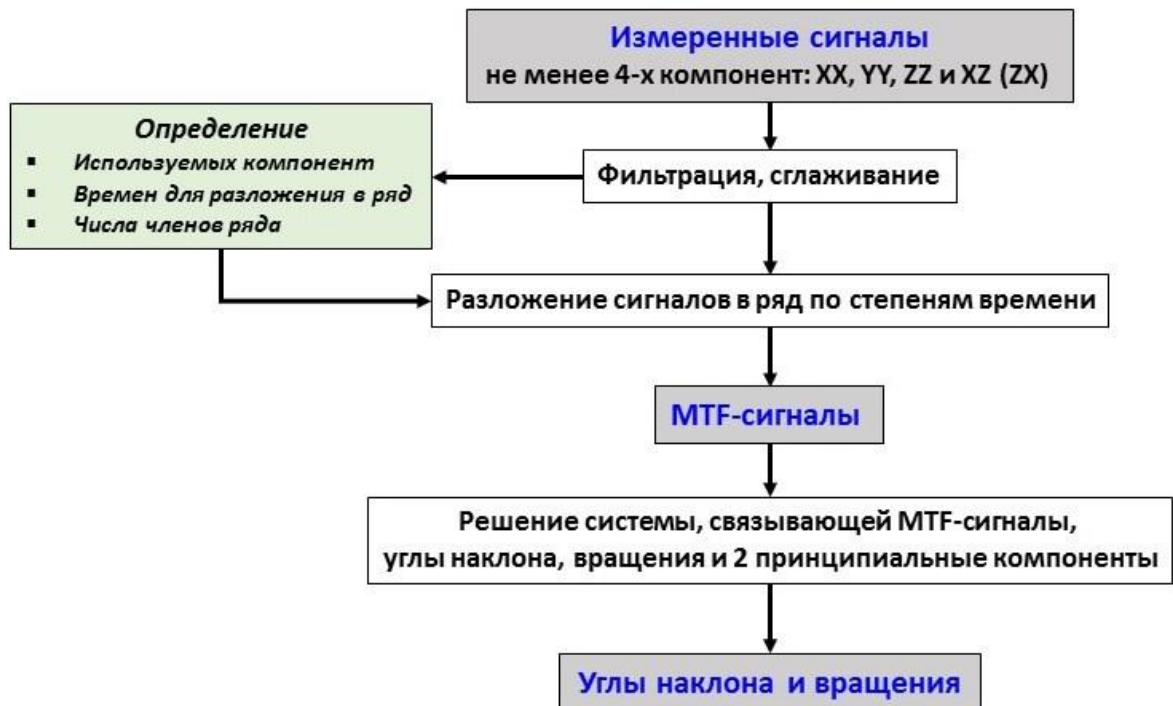


Рисунок 4.1 – Блок-схема определения углов наклона и вращения по измеренным сигналам каротажа МПП

4.1.2. Численные результаты

Для иллюстрации описанного выше метода определения углов наклона и вращения прибора были смоделированы сигналы каротажа МПП для модели среды, изображенной на рисунке 4.2. Зонд находится в пласте с сопротивлением 30 Ом·м. Выше и ниже находятся более проводящие толщи пород. Расстояние от источника до верхней границы пласта – 2 м, до нижней – 6 м.

Система измерений

- Двухкатушечный зонд; расстояние между источником Т и приемником R – 5 м.
- Импульс тока в генераторной катушке соответствует выключению, момент катушки 1 А·м².
- В приемной катушке измеряется ЭДС, момент – 1 м².
- Измеряются все компоненты: XX, XY, XZ, YX, YY, YZ, ZX, ZY и ZZ.
- Сигнал регистрируется с геометрическим шагом на 200 временных отсчетах от 5 мкс до 0.5 мс
- Относительный угол наклона и угол вращения θ и φ изменяются от 0 до 90°.

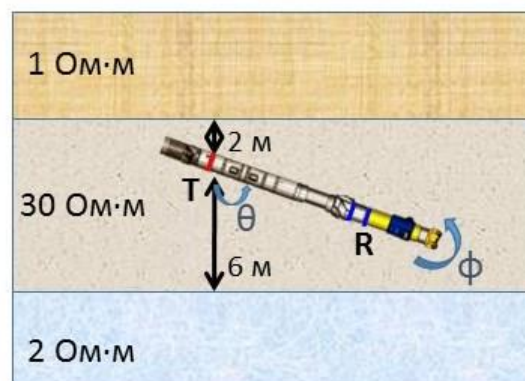


Рисунок 4.2 – Модель среды и расположение зонда

В результате численных экспериментов были выбраны следующие параметры решения задачи:

- 16 времен от 0.35 мс до 0.5 мс,
- 4 слагаемых в разложении во временной ряд.

Два или три слагаемых могут быть достаточны если используются все 9 компонент поля; пять слагаемых в разложении делают систему (4.5) неустойчивой из-за возрастания числа обусловленности матрицы \hat{T} .

Вычисление МТФ-сигналов

Для $\{\theta, \varphi\} = \{36^\circ, 54^\circ\}$ показано, как количество слагаемых, используемых в разложении (4.1), отражается на вычислении МТФ-сигналов для различных компонент поля CC ($CC = XX, XY, XZ, YX, YY, YZ, ZX, ZY, ZZ$) (Таблица 4.1).

Таблица 4.1 – МТФ-сигналы ($\text{мВ} \cdot \text{мкс}^{5/2}$) в зависимости от количества слагаемых N_s , используемых в разложении, и обусловленность матрицы разложения v

$CC \backslash N_s$	XX	XY	XZ	YX	YY	YZ	ZX	ZY	ZZ	v
2	-11.1	1.44	2.69	1.44	-12.0	-3.71	2.15	-2.96	-15.7	21
3	-11.9	1.57	2.88	1.57	-13.0	-3.96	2.44	-3.36	-17.0	490
4	-12.6	1.63	2.94	1.63	-13.5	-4.05	2.57	-3.54	-17.8	$>10^5$
5	-12.8	1.58	2.96	1.58	-13.3	-3.96	2.62	-3.55	-17.6	$3 \cdot 10^5$

Наблюдается некоторая стабильность в поведении МТФ-сигналов при изменении количества слагаемых, но вычислить МТФ-сигналы с заданной точностью невозможно. Кроме того, компоненты R_{xz} и R_{zx} , R_{yz} и R_{zy} не совпадают, как было указано ранее. Таким образом, число слагаемых должно выбираться в результате серии испытаний для установленных временных отсчетов.

Обусловленность матрицы \hat{T} показана в таблице 4.1 в последнем столбце. Следует отметить, что число времен и геометрический шаг по

времени также влияют на величину обусловленности, поэтому данные параметры были выбраны так, чтобы минимизировать обусловленность и улучшить таким образом решение. В случае пяти слагаемых обусловленность слишком велика и ошибки в практических данных могут разрушить решение. В таблице 4.2 приведены значения членов ряда $S = S_{j/2} \cdot t^{j/2}$, $j = 5, 7, 9, 11, 13$ для сигнала R_{xx} в зависимости от числа слагаемых, использованных в разложении.

Таблица 4.2 – Значения членов ряда $S_{j/2} \cdot t^{j/2}$ (нВ) для сигнала R_{xx} в зависимости от числа слагаемых N_s при $t = 0.35$ мс

$N_s \backslash S$	$S_{5/2} \cdot t^{5/2}$	$S_{7/2} \cdot t^{7/2}$	$S_{9/2} \cdot t^{9/2}$	$S_{11/2} \cdot t^{11/2}$	$S_{13/2} \cdot t^{13/2}$
2	-4.73	0.893			
3	-5.09	1.73	-0.479		
4	-5.35	2.63	-1.53	0.405	
5	-5.47	3.22	-2.57	1.22	-0.235

Как видно, значения членов ряда, за исключением первого, получаются самые разные. Вычислить их не получается из-за того, что времена измерений недостаточно поздние и для сходимости ряда надо брать гораздо больше его членов. Но при возрастании порядка системы (4.5) ухудшаются свойства матрицы. Таким образом следует искать такой компромисс между количеством членов ряда и обусловленностью матрицы, при котором первое слагаемое, определяющее МТФ-сигнал определяется стабильно.

Вычисление углов наклона и вращения

Здесь рассмотрены различные значения углов от 0 до 90° с шагом 18° . Приведены результаты оценки углов в случаях, когда измерялись различные наборы компонент поля (Таблицы 4.3 – 4.5). Минимально необходимое число компонент – 4 (по числу неизвестных системы (4.8)). Для определения углов использовался перебор их значений с дискретизацией 0.5° . Для каждой пары $\{\theta, \varphi\} = \{i/2^\circ, j/2^\circ\}$, $i, j = 1, 180$ решалась линейная система (4.8) с помощью SVD метода. Пара значений $\{\theta, \varphi\}$, для которой решение наилучшим образом

удовлетворяло системе, считалась оценкой искомым углов. В таблицах каждая ячейка содержит подобранные значения углов: вверху – угол вращения, внизу – угол наклона. Были оценены и погрешности восстановления углов (случай $\theta = 0^\circ$ не принимался во внимание). При использовании 9-ти компонент поля средняя абсолютная ошибка определения $\theta - 0.4^\circ$, средняя абсолютная ошибка $\varphi - 1.3^\circ$. При использовании XX, YY, ZZ, XZ и ZX компонент поля средняя абсолютная ошибка определения $\theta - 0.4^\circ$, средняя абсолютная ошибка $\varphi - 1.1^\circ$.

Таблица 4.3 – Оценки углов в градусах при использовании 9-ти компонент поля

φ	0	18	36	54	72	90
θ						
0	Произвольный					
	0					
18	3	18	36	54	72	87
	18	18	18	18	18	18
36	5	18	36	54	72	85
	36	36	36	36	36	36
54	5	17.5	35.5	54.5	72.5	85
	54.5	54.5	54.5	54.5	54.5	54.5
72	5	18	36	54	72	85
	73	73.5	73.5	73.5	73.5	73
90	0.5	18	36	54	72	89.5
	90	90	90	90	90	90

Таблица 4.4 – Оценки углов в градусах при использовании XX, YY, ZZ, XZ и ZX компонент

φ	0	18	3	54	72	90
θ						
0	Произвольный					
	0					
18	4	19	36.5	55.5	71.5	90
	18	18	18	18.5	17.5	18
36	0	17	37	53	72.5	90
	35.5	35.5	36	35.5	36.5	36
54	0	14	34.5	55	72.5	85
	55	54	54	54	54	54
72	5.5	16	36	54.5	72.5	88.5
	73.5	73	73.5	73	72.5	72.5
9	2	18	34.5	54	72	87.5
	90	90	90	90	90	88.5

Рисунок 4.3 визуализирует результаты из таблиц 4.3 – 4.4.

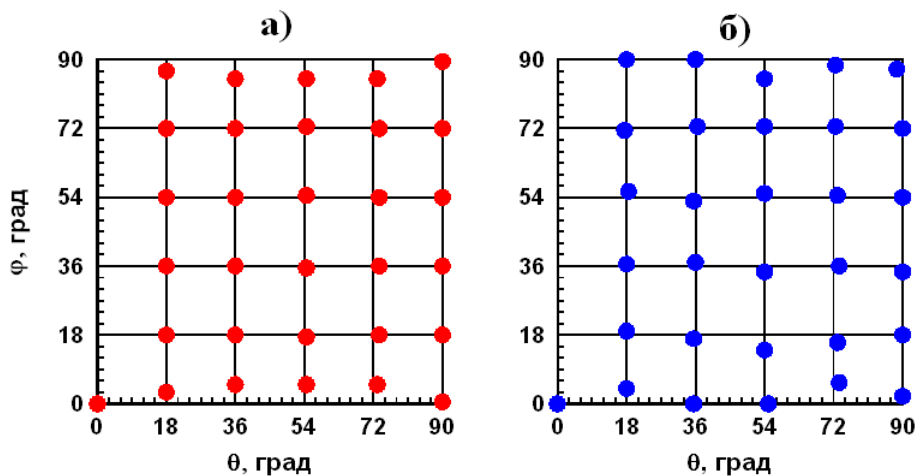


Рисунок 4.3 – Оценки углов при использовании девяти (а) и пяти компонент поля (б). Узлы сетки – истинные значения углов

Таблица 4.5 – Оценки углов в градусах при использовании XX, YY, ZZ и XZ компонент

φ	0	18	36	54	72	90
θ						
0	Произвольный					
	0					
18	15.5	24	36.5	53	71.5	90
	19.5	19.5	19	18.5	18.5	18
36	17	23.5	38	52.5	71	90
	38	37.5	37.5	36.5	36	36
54	13.5	21.5	37	53.5	71	90
	54	54	54	54	54	54
72	10.5	20	37	53.5	70.5	88.5
	70	70	70	70	71.5	72.5
90	10	20.5	37	53.5	73.5	85.5
	87	87	87	87	86.5	86

В случае четырех компонент оценки ухудшаются. Средняя абсолютная ошибка определения $\theta - 1.3^\circ$, средняя абсолютная ошибка для $\varphi - 3.6^\circ$. Тем не менее даже такие оценки будут полезны, например, при последующей инверсии.

Таким образом, предложенный метод определения углов, показывает свою эффективность на синтетических примерах, причем конструктивные параметры зонда соответствуют реально допустимым. Результаты примерно одинаковые при использовании всех 9-ти компонент поля и когда используются только пять компонент XX, YY, ZZ, XZ и ZX. Угол наклона пластов относительно скважины определяется с очень хорошей точностью 0.4° . Точность определения угла вращения несколько хуже – 1.2° . В случае

использования четырех компонент XX , YY , ZZ , XZ средняя ошибка угла наклона пластов увеличивается до 1.3° , а угла вращения – до 3.6° .

4.2. Способ инверсии данных прибора каротажа в процессе бурения МПП на основе преобразования сигналов в частотную область

В данном разделе представлен новый метод инверсии данных каротажа в процессе бурения МПП. Традиционно инверсия заключается в подборе модельных параметров так, чтобы модельные данные соответствовали экспериментальным. Модельные параметры меняются по какому-либо правилу в зависимости от выбранного метода оптимизации, при этом на каждой итерации с помощью численного моделирования определяются модельные данные (сигналы). Численное моделирование для МПП является затратной процедурой, поскольку сигнал во временной области вычисляется с помощью обратного преобразования Фурье частотного сигнала. Таким образом, по сравнению с частотным сигналом время вычисления временного сигнала возрастает в сотни раз. Задача состоит в том, чтобы сократить временные затраты при моделировании данных, поскольку в процессе бурения инверсия должна производиться в реальном времени. Один из путей решения данной проблемы заключается в трансформации измеренных сигналов в частотную область [Nikitenko, 2017]. В частотной области и будет выполняться инверсия, таким образом, время инверсии сократится в сотни раз.

Трансформация в частотную область с помощью преобразования Фурье включает извлечение из сигнала первичного поля (поля в однородной среде). Это позволяет использовать для преобразования Фурье относительно небольшой, реально используемый в МПП временной интервал вместо бесконечного. Эта составляющая алгоритма особенно важна, так как запись сигнала во времени производится на ограниченном временном интервале, исключая ранние времена, где велико влияние формы импульса тока, а также поздние времена, где сигнал ниже установленного значения.

После трансформации экспериментальных данных к ним должен быть применен алгоритм инверсии, разработанный и используемый для измерений в частотной области, с целью определения сопротивлений пластов, пересекаемых скважиной в процессе бурения и геонавигации [New software ..., 2014]. Для численного моделирования используются программы «FMHV» (раздел 2.5.4) и «DirTEM» (раздел 2.5.5).

4.2.1. Трансформация измеренного сигнала в частотную область

Для трансформации используется следующая формула:

$$\vec{H}^*(f) = -\frac{1}{\mu_0} \int_{t_1}^{t_n} \frac{d\vec{B}(t)}{dt} e^{i2\pi ft} dt. \quad (4.9)$$

Здесь $\frac{d\vec{B}(t)}{dt}$ – ЭДС, измеренная после выключения тока в генераторной катушке;

$[t_1, t_n]$ – временной интервал измерений, причем время отсчитывается от момента выключения;

$\vec{H}^*(f)$ – магнитное поле, зависящее от частоты;

μ_0 – магнитная проницаемость.

В случае произвольного импульса тока уравнение (4.9) записывается в следующем виде:

$$\vec{H}^*(f) = -\frac{1}{I^*(f)} \cdot \frac{1}{i2\pi f \mu_0} \int_{t_1}^{t_n} \frac{d\vec{B}(t)}{dt} e^{i2\pi ft} dt. \quad (4.10)$$

Здесь $\frac{d\vec{B}(t)}{dt}$ – ЭДС от произвольного импульса $I(t)$,

$I^*(f)$ – спектр (или преобразование Фурье) токового импульса.

Сложность состоит в том, чтобы получить точное значение преобразований (4.9), (4.10) на конечном интервале от t_1 до t_n , в то время как отрезок интегрирования при преобразовании Фурье – от нуля до бесконечности. Поведение подынтегрального выражения на отрезке $[0, t_1]$

неизвестно за исключением того, что на нулевом времени подынтегральное выражение равно нулю. Вопрос преобразования сигнала будет рассмотрен на конкретном примере для реального трехкатушечного зонда.

Регистрируемый сигнал – это разность сигналов в двух измерительных катушках:

$$\vec{G}(t) = \frac{d\vec{B}_1(t)}{dt} - \frac{M_1}{M_2} \cdot \frac{d\vec{B}_2(t)}{dt}, \quad (4.11)$$

где $\frac{d\vec{B}_1(t)}{dt}$, $\frac{d\vec{B}_2(t)}{dt}$ – ЭДС в двухкатушечных зондах с длинами L_1 и L_2 ;

M_1 и M_2 – моменты зондов, обратные к величине поля в воздухе.

Моменты не зависят от времени и их отношение определяется

выражением $\frac{M_1}{M_2} = \left(\frac{L_2}{L_1}\right)^3$. В этом случае в разностном сигнале подавляется

влияние бурильной колонны [Itskovich, 2018]. Аналогично в частотной

области используется разностный сигнал: $\vec{F}(f) = \vec{H}_1^*(f) - \left(\frac{L_2}{L_1}\right)^3 \cdot \vec{H}_2^*(f)$.

4.2.2. Численные результаты

Пусть $L_1 = 7$ м, $L_2 = 5$ м и $t_n = 0.5$ мс; измеряемая компонента – $F_z(f)$ в системе координат прибора. Необходимо выяснить, каково максимально возможное значение t_1 , обеспечивающее требуемую точность вычисления $F_z(f)$.

Рассматриваются четыре модели среды (А, Б, В и Г), изображенные на рисунке 4.4. Расстояния до границ пластов D2B отсчитывается от генераторной катушки Т, приемные катушки находятся впереди генераторной; θ – угол наклона зонда относительно вертикали.

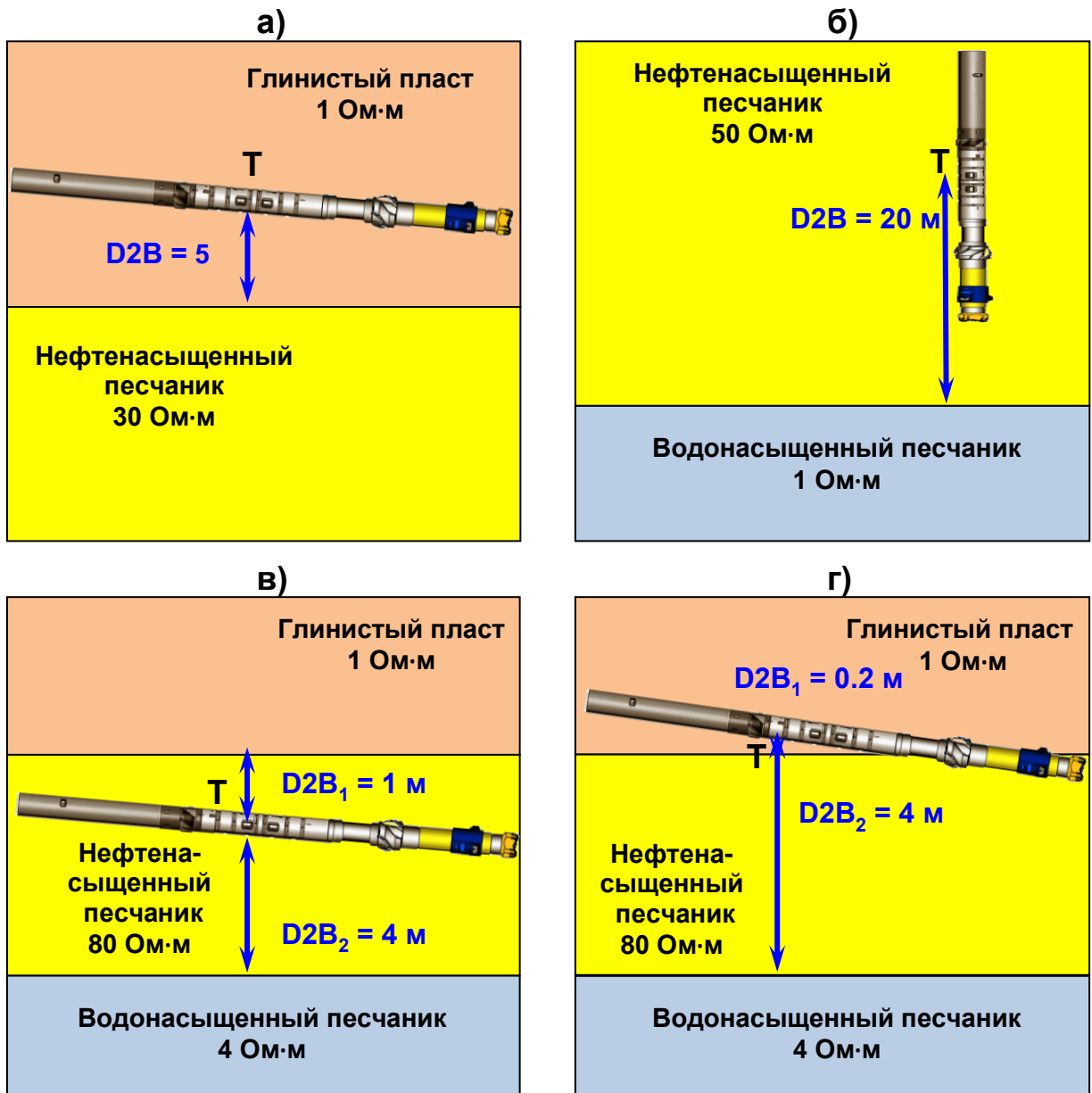


Рисунок 4.4 – Модель среды А (а): зонд находится в глинистом пласте с УЭС 1 Ом·м на расстоянии 5 м от границы с нефтенасыщенным песчаником с УЭС 30 Ом·м, $\theta = 85^\circ$. Модель среды Б (б): зонд находится в нефтенасыщенном песчанике с УЭС 50 Ом·м на расстоянии 20 м от границы с водонасыщенным песчаником с УЭС 1 Ом·м, $\theta = 0^\circ$. Модель среды В (в): зонд находится в нефтенасыщенном песчанике с УЭС 80 Ом·м на расстоянии 1 м от границы с глинистым пластом с УЭС 1 Ом·м и на расстоянии 4 м от границы с водонасыщенным песчаником с УЭС 4 Ом·м, $\theta = 80^\circ$. Модель среды Г (г): зонд пересекает границу, разделяющую нефтенасыщенный песчаник с УЭС 80 Ом·м и глинистый пласт с УЭС 1 Ом·м, расстояние до границы – 0.2 м; ниже на расстоянии 4 м находится водонасыщенный песчаник с УЭС 4 Ом·м, $\theta = 80^\circ$

Важным вопросом является исследование поведения кажущегося сопротивления, которое вычисляется по однородной среде для $G_z(t)$. На

рисунке 4.5 приведены кривые ЭДС $G_z(t)$ в однородной среде на временах от 0.05 мкс до 0.5 мс.

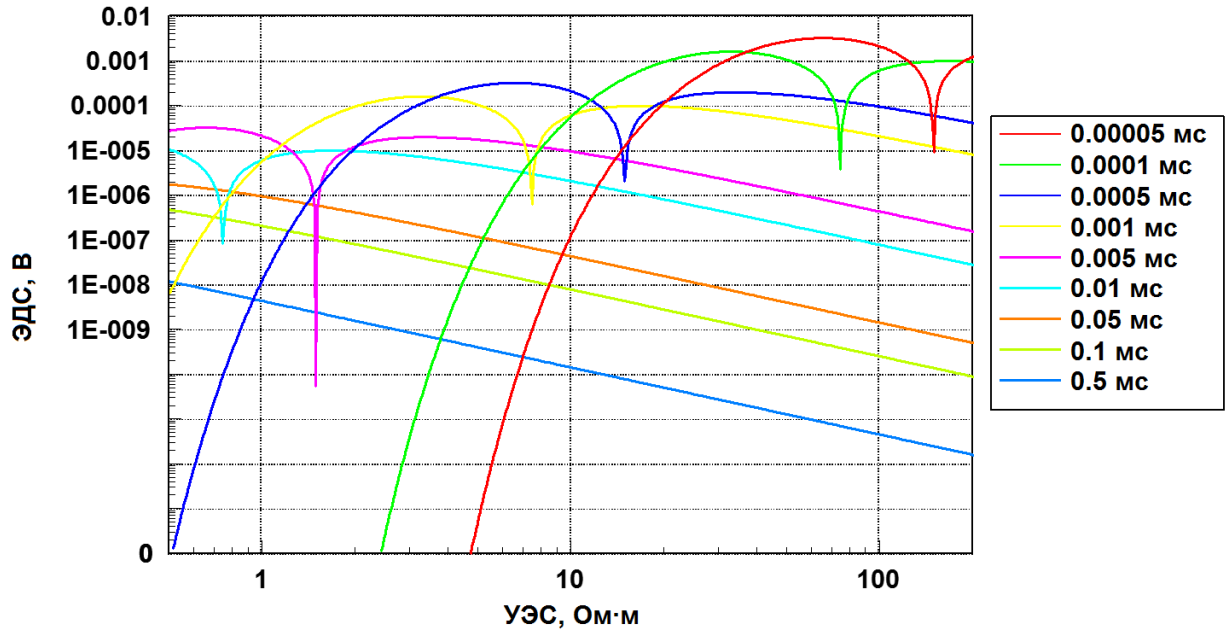


Рисунок 4.5 – ЭДС в однородной среде в зависимости от УЭС

На временах до 0.01 мс кривые ЭДС немонотонны в зависимости от УЭС однородной среды, изменяющегося от 0.5 до 200 Ом·м. Это значит, что на ранних временах для одного значения ЭДС могут быть найдены несколько значений кажущегося УЭС. Поскольку кривые ЭДС монотонны на поздних временах и, следовательно, дают только одно значение кажущегося УЭС, алгоритм вычисления истинного кажущегося УЭС в зависимости от времени состоит в следующем:

1. Вычисляются последовательно кажущиеся сопротивления, начиная с последнего временного отсчета в порядке убывания времени.
2. Когда два или более решений появляются на каком-то времени, выбирается то, которое обеспечивает монотонность кривой кажущегося УЭС или ближайшее к кажущемуся УЭС на предыдущем времени.
3. Если решение отсутствует (такое может происходить, когда ЭДС переходит через ноль), то и кажущееся УЭС считается не определенным.

На рисунке 4.6 представлена ЭДС $G_z(t)$ и кажущееся УЭС для модели среды А (Рисунок 4.4) на временном интервале [5 мкс, 0.5 мс].

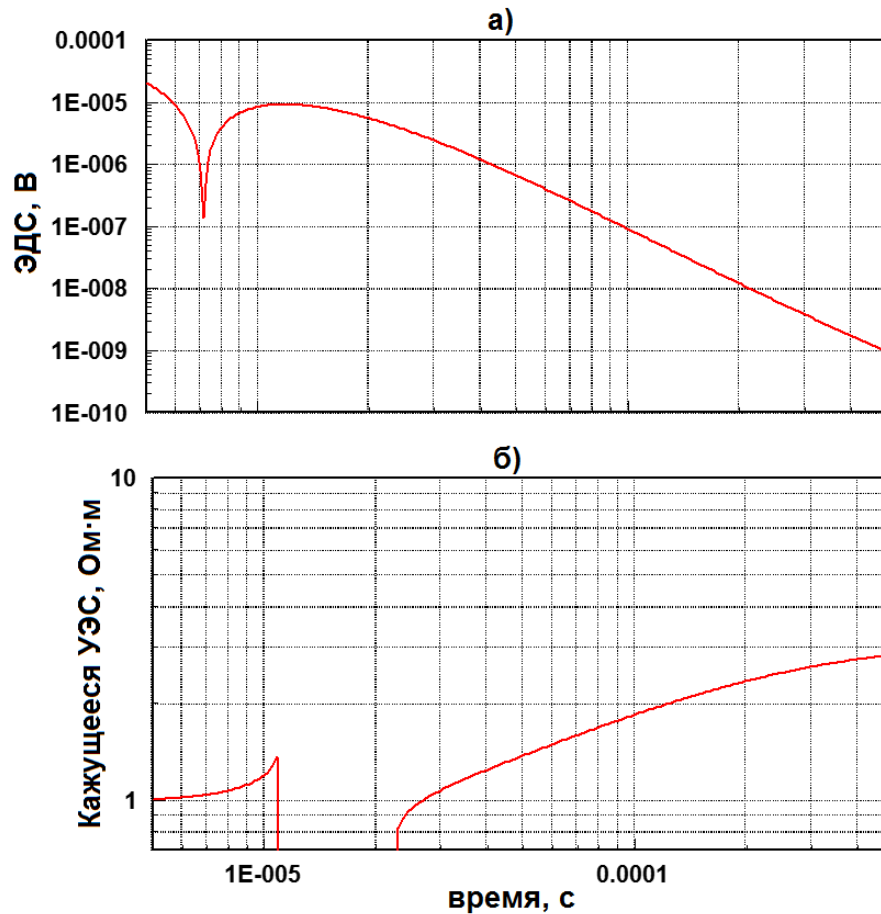


Рисунок 4.6 – ЭДС (а) и кажущееся УЭС (б) для модели среды А

Из рисунка следует, что при уменьшении времени кажущееся УЭС стремится к некоторому фиксированному значению. В данном случае – это УЭС слоя, в котором находится прибор: глинистый пласт с УЭС 1 Ом·м

Вычитание первичного поля

Попытка напрямую применить формулу (4.9) для определения частотно-зависимого сигнала приводит к большим ошибкам в вычисленном магнитном поле из-за недостатка, главным образом, ранних времен в отрезке интегрирования. Новый подход к вычислению Фурье-трансформации временного сигнала основан на вычитании из преобразуемого сигнала первичного поля, которое определяется как поле в однородной среде с УЭС

равному кажущемуся УЭС на первых временах. Формула преобразования имеет следующий вид:

$$\vec{H}^*(f) = \vec{H}^{*0}(f) - \frac{1}{\mu_0} \int_{t_1}^{t_n} \left(\frac{d\vec{B}(t)}{dt} - \frac{d\vec{B}^0(t)}{dt} \right) e^{i2\pi ft} dt, \quad (4.12)$$

где $\frac{d\vec{B}^0(t)}{dt}$ – первичное поле.

Можно предположить, что для модели А, когда зонд находится в проводящем слое, необходимый для преобразования интервал будет меньше, так как сигнал быстро затухает.

Выбранные конструктивные параметры зонда (длины и времена регистрации) ориентированы на глубинные исследования, поэтому частотный интервал для преобразования сигнала будет соответствовать глубинным частотным измерениям: от 2 до 600 кГц.

На следующей блок-схеме (Рисунок 4.7) представлен алгоритм преобразования сигналов для последующей инверсии.



Рисунок 4.7 – Алгоритм преобразования сигналов для последующей инверсии

На рисунке 4.8 изображено восстановленное магнитное поле $F_z(f)$ и ошибки восстановления для модели А.

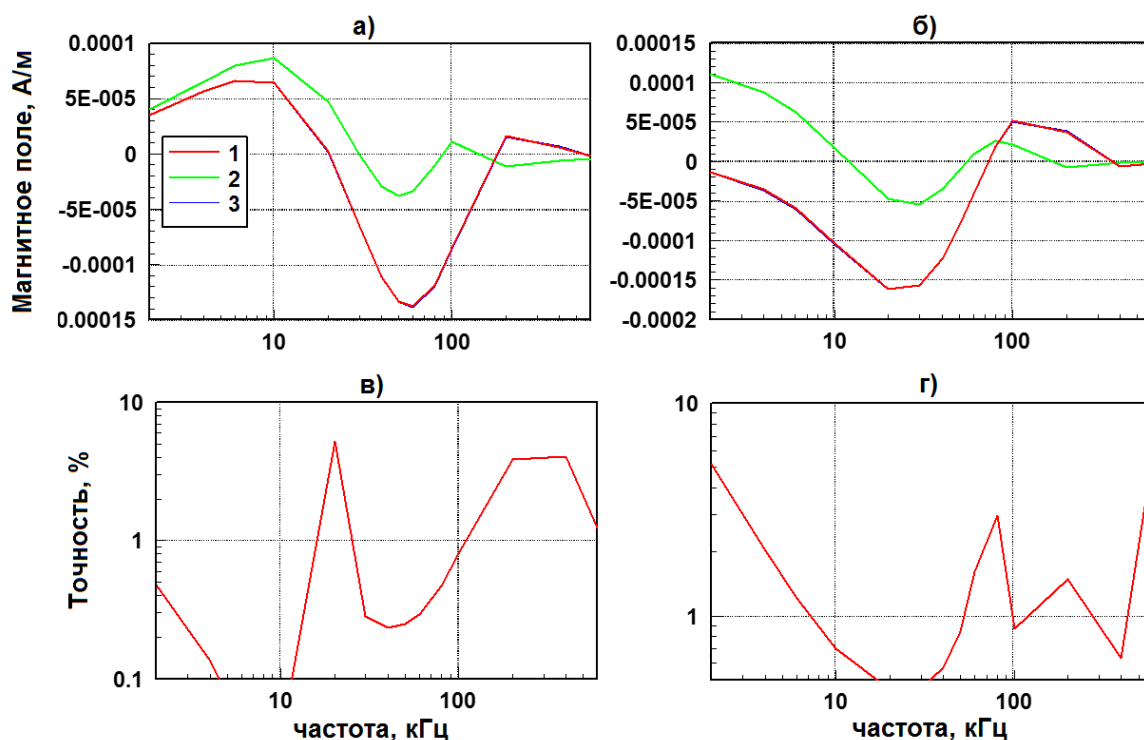


Рисунок 4.8 – Мнимая (а) и реальная (б) части магнитного поля в модели А: истинный сигнал (шифр 1), восстановленный сигнал без вычитания первичного поля (шифр 2) и восстановленный сигнал с вычитанием первичного поля (шифр 3). Ошибки восстановления сигнала с вычитанием первичного поля для мнимой (в) и реальной (г) части

Из рисунка 4.8 видно, что мнимая часть магнитного поля восстановлена с погрешностью меньше 1 %, за исключением переходов сигнала через ноль. Для реальной части погрешность меньше 1 %, за исключением также низких (< 10 кГц) частот.

На рисунках 4.9 – 4.14 представлены ЭДС $G_z(t)$ и кажущееся УЭС на необходимом для преобразования временном интервале, а также восстановленное магнитное поле $F_z(f)$ и ошибки восстановления для моделей Б, В и Г (Рисунок 4.4). Временной интервал был выбран таким образом, чтобы кажущееся УЭС стремилось к некоторому пределу при $t \rightarrow t_1$. Если зонд не пересекает границ пластов (находится целиком в пласте на достаточном расстоянии от границ), то кажущееся УЭС стремится на ранних временах к УЭС этого пласта. Это можно наблюдать на рисунках 4.9, 4.11 для моделей Б и В. Для модели Г (Рисунок 4.13), где зонд пересекает границу, кажущееся

УЭС стремится на ранних временах к эффективному УЭС пространства, где находится зонд.

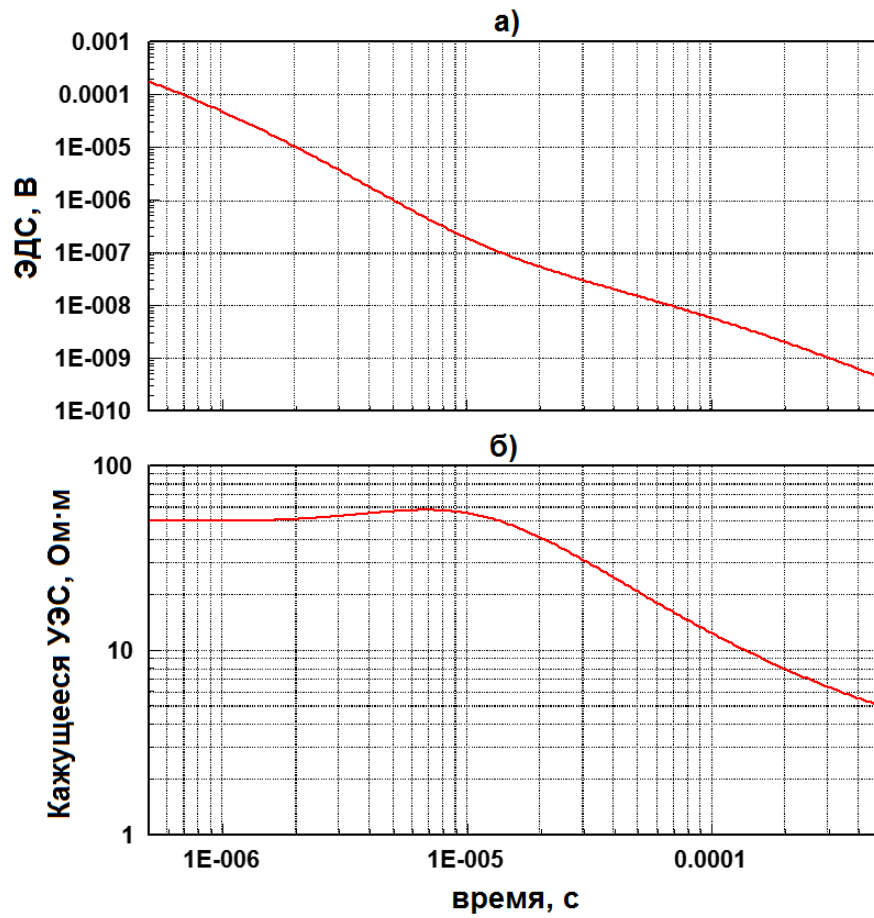


Рисунок 4.9 – ЭДС (а) и кажущееся УЭС (б) для модели среды Б

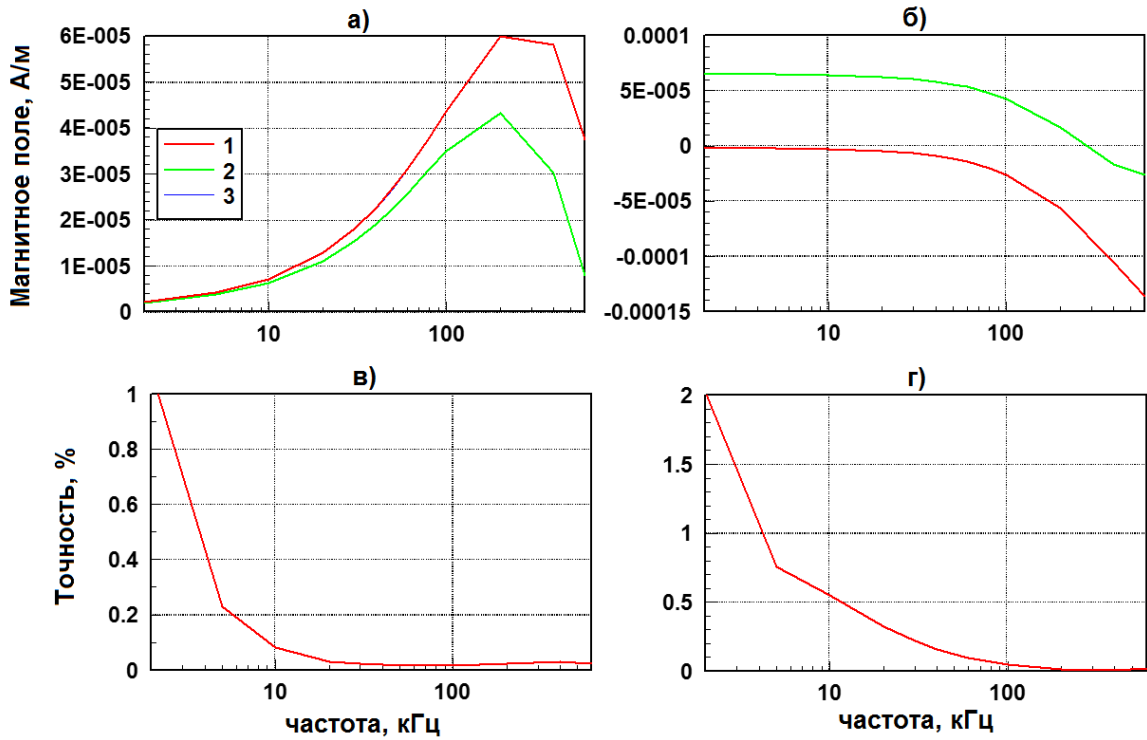


Рисунок 4.10 – Мнимая (а) и реальная (б) части магнитного поля в модели Б: истинный сигнал (шифр 1), восстановленный сигнал без вычитания первичного поля (шифр 2) и восстановленный сигнал с вычитанием первичного поля (шифр 3). Ошибки восстановления сигнала с вычитанием первичного поля для мнимой (в) и реальной (г) части

Точность восстановления реальной части магнитного поля (Рисунок 4.10г) хуже по сравнению с точностью для мнимой части (Рисунок 4.10в).

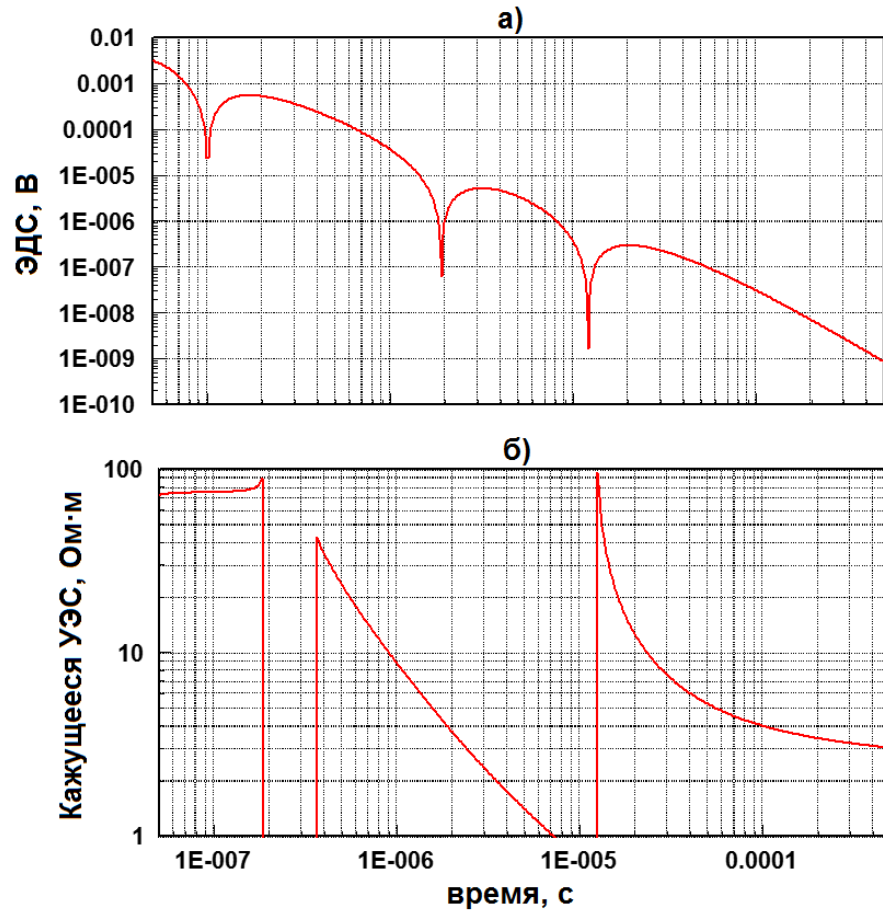


Рисунок 4.11 – ЭДС (а) и кажущееся УЭС (б) для модели среды В

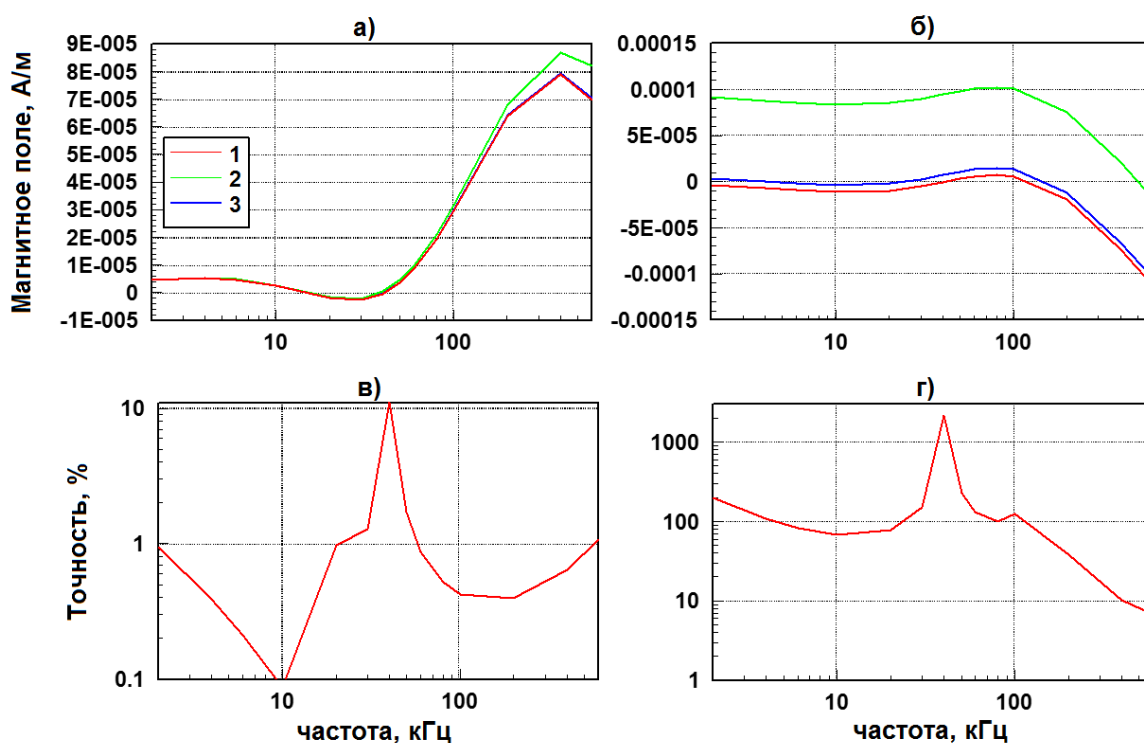


Рисунок 4.12 – Мнимая (а) и реальная (б) части магнитного поля в модели В: истинный сигнал (шифр 1), восстановленный сигнал без вычитания первичного поля (шифр 2) и восстановленный сигнал с вычитанием первичного поля (шифр 3). Ошибки восстановления сигнала с вычитанием первичного поля для мнимой (в) и реальной (г) части

Для мнимой части магнитного поля погрешность восстановления меньше 1 % за исключением переходов сигнала через ноль (Рисунок 4.12в). Точность восстановления реальной части неудовлетворительная (Рисунок 4.12г). Это можно объяснить следующим образом. В формуле (4.12) при интегрировании для реальной части берется $\cos(2\pi ft)$. Эта функция не убывает, когда t стремится к нулю и неиспользуемый интервал $[0, t_1]$ вносит ошибку в виде аддитивной составляющей, как видно из рисунка 4.12б. Для модели В (и для следующей модели Г) эта составляющая достаточно велика.

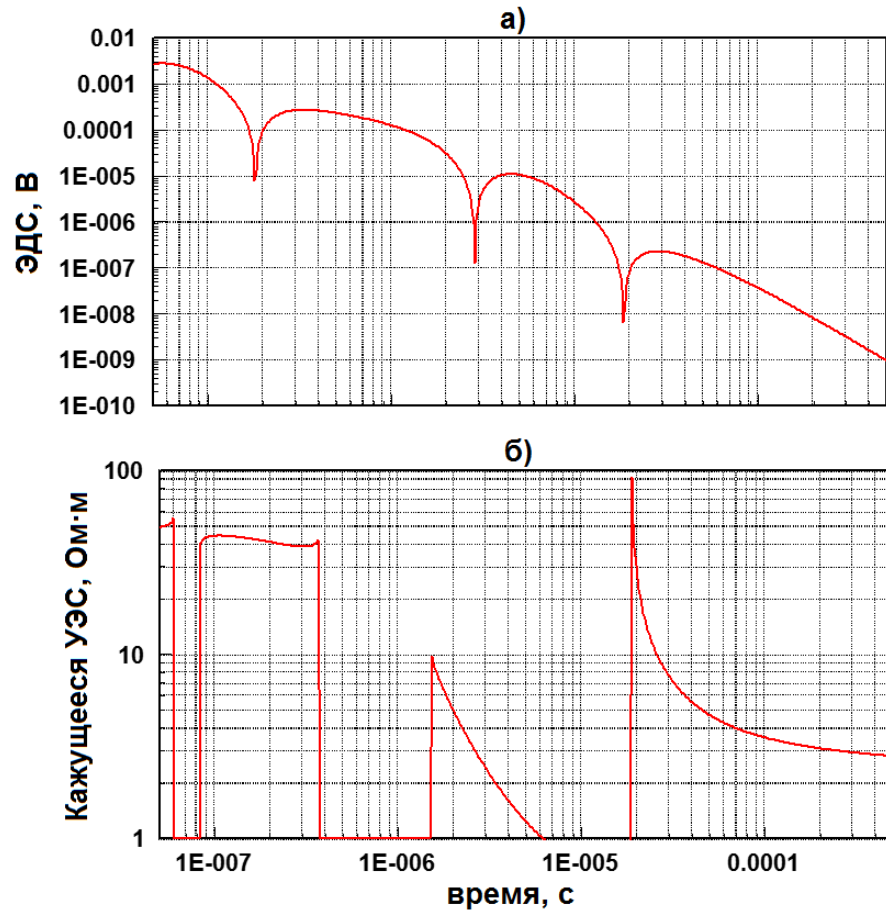


Рисунок 4.13 – ЭДС (а) и кажущееся УЭС (б) для модели среды Г

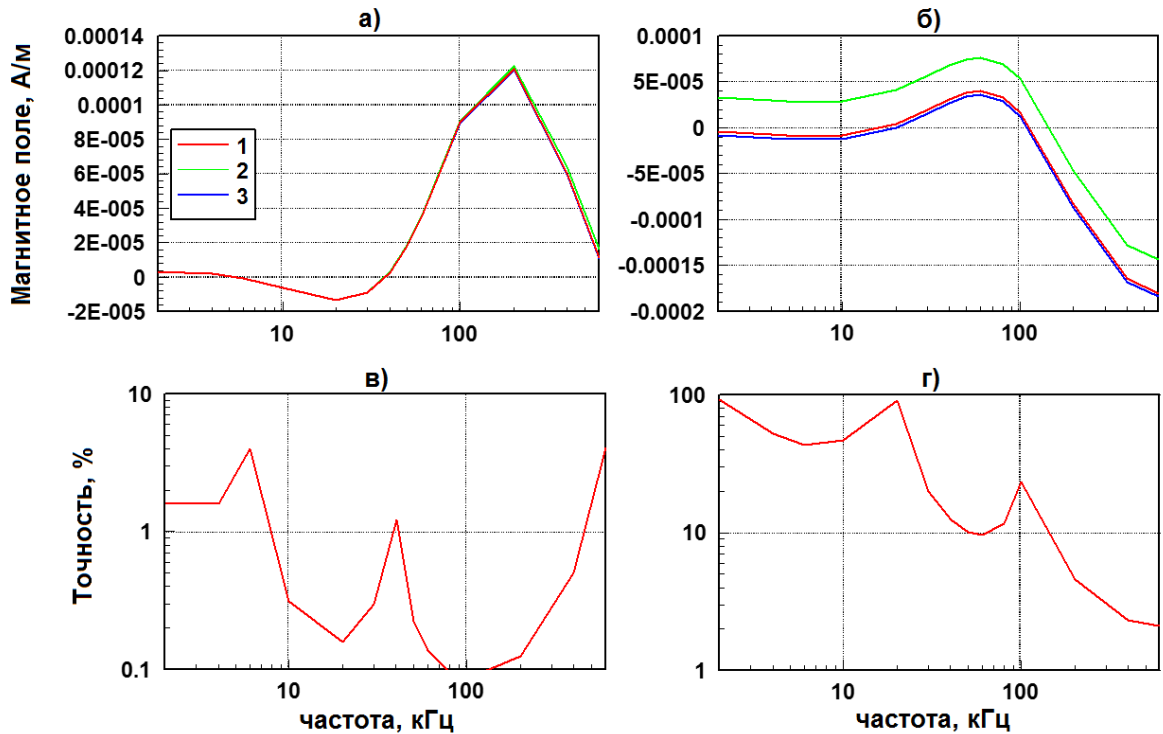


Рисунок 4.14 – Мнимая (а) и реальная (б) части магнитного поля в модели Г: истинный сигнал (шифр 1), восстановленный сигнал без вычитания первичного поля (шифр 2) и восстановленный сигнал с вычитанием первичного поля (шифр 3). Ошибки восстановления сигнала с вычитанием первичного поля для мнимой (в) и реальной (г) части

Как и для предыдущих моделей, для мнимой части магнитного поля погрешность восстановления меньше 1 % за исключением переходов сигнала через ноль (Рисунок 4.14в). Точность восстановления реальной части неудовлетворительная, как и для модели В (Рисунок 4.14г): сигналы различаются на некоторую величину.

Анализ разрешающей способности: сравнение ЭДС во временной области и частотно-зависимого магнитного поля

В таблицах 4.6 – 4.9 представлены ожидаемые погрешности определения параметров моделей и угла наклона зонда относительно вертикали θ (в линейном приближении) по ЭДС и магнитному полю.

Выбраны следующие частоты: 2, 4, 10, 20, 40, 60, 80, 100, 150, 200, 300, 400, 500 и 600 кГц. Использована только одна глубина вдоль скважины. В

случае нескольких глубин чувствительность улучшается. Пусть систематическая ошибка составляет 0.5 % для ЭДС и 1 % для магнитного поля (с учетом дополнительной ошибки при преобразовании сигнала).

Таблица 4.6 – Ожидаемые погрешности определения параметров для модели А

Параметр	Истинное значение	Погрешности	
		Временная область	Частотная область
УЭС глинистого пласта	1 Ом·м	0.34 %	0.005 %
УЭС нефтенасыщенного песчаника	30 Ом·м	16 %	40 %
D2B	5 м	0.28 м	0.32 м
θ	85°	3.6°	3.9°

Таблица 4.7 – Ожидаемые погрешности определения параметров для модели Б

Параметр	Истинное значение	Погрешности	
		Временная область	Частотная область
УЭС нефтенасыщенного песчаника	50 Ом·м	0.52 %	1.3 %
УЭС водонасыщенного песчаника	1 Ом·м	2.1 %	6.5 %
D2B	20 м	0.07 м	0.7 м
θ	0°	6.2°	3.6°

Таблица 4.8 – Ожидаемые погрешности определения параметров для модели В

Параметр	Истинное значение	Погрешности	
		Временная область	Частотная область
УЭС глинистого пласта	1 Ом·м	0.62 %	1.7 %
УЭС нефтенасыщенного песчаника	80 Ом·м	0.16 %	2.7 %
УЭС водонасыщенного песчаника	4 Ом·м	2.5 %	5.6 %
D2B ₁	1 м	0.013 м	0.031 м
D2B ₂	4 м	0.15 м	0.27 м
θ	80°	0.33°	0.33°

Таблица 4.9 – Ожидаемые погрешности определения параметров для модели Г

Параметр	Истинное значение	Погрешности	
		Временная область	Частотная область
УЭС глинистого пласта	1 Ом·м	0.41 %	1.7 %
УЭС нефтенасыщенного песчаника	80 Ом·м	1.2 %	4.5 %
УЭС водонасыщенного песчаника	4 Ом·м	3.1 %	7.8 %
D2B ₁	1 м	0.003 м	0.005 м
D2B ₂	4 м	0.056 м	0.32 м
θ	80°	0.18°	0.58°

Представленные в таблицах 4.6 – 4.9 результаты свидетельствуют о том, что в целом чувствительность частотно-зависимых сигналов к параметрам среды несколько хуже, чем для временных измерений, но является достаточно хорошей для уверенной оценки УЭС, расстояний до границ, а также угла наклона зонда. Тестовые инверсии подтверждают это утверждение.

Таким образом, разработан новый метод инверсии данных каротажа скважин МПП. Он состоит в трансформации измеренных сигналов в частотную область и применении к ним алгоритма инверсии, разработанного и используемого для измерений в частотной области, с целью определения сопротивлений пластов, пересекаемых скважиной в процессе бурения и геонавигации. Этот метод позволяет существенно снизить время вычислений, так, что инверсия будет проводиться в реальном времени. Важной особенностью метода является вычитание первичного поля из измеренной ЭДС. Это дает возможность использования относительно небольшого временного интервала для преобразования Фурье и восстановления частотного сигнала с хорошей точностью. Показано, что разрешающая способность преобразованных сигналов сравнима с разрешающей способностью исходных сигналов.

Следующие выводы справедливы для реального глубинного зонда с расстояниями между генераторными и приемными катушками до 10 м.

- Чтобы восстановить мнимую часть магнитного поля в частотном диапазоне от 2 до 600 кГц, соответствующем глубинным исследованиям, в общем случае необходимы времена измерения от 0.05 мкс до 0.5 мс (4 порядка).
- В проводящей среде временной интервал сокращается и может составлять 2 порядка: от 5 мкс до 0.5 мс.
- Для инверсии необходимо выбирать сигналы вне переходов через ноль.

4.3. Методы сжатия данных прибора каротажа в процессе бурения МПП

В приборе каротажа в процессе бурения МПП сигнал записывается на множестве времен в некотором временном интервале. Проблема состоит в том, что на поверхность передается ограниченное количество информации, поэтому исходные сигналы необходимо описать наименьшим возможным количеством параметров, чтобы передавать именно параметры, характеризующие сигналы, а затем восстанавливать с заданной точностью

записанный сигнал для последующей обработки. В настоящее время известны различные методы сжатия данных. Многие из них состоят в аппроксимации сигналов с помощью базисных функций [Guan, Du, 2004; NMR echo ..., 2010].

Здесь предложены простые и быстрые способы решения указанной задачи [Methods of transient ..., 2017]. Первый основан на сплайн-аппроксимации сигнала, второй состоит в конструировании и использовании ортогонального базиса в пространстве измерений и описании каждого сигнала как линейной комбинации векторов из этого базиса. Численные результаты показывают, что совершенно разные способы сжатия данных требуют примерно одинаковое количество параметров, чтобы описать и восстановить сигнал.

Пусть временной интервал и времена регистрации сигналов фиксированы. Это значит, что нет необходимости передавать временные отсчеты. Также считается, что выполнена предварительная обработка (фильтрация, сглаживание) и случайный шум в данных отсутствует. Для численного моделирования используется программа «DirTEM» (раздел 2.5.5).

4.3.1. Метод сплайн-аппроксимации

Анализ поведения сигнала МПП в зависимости от времени показывает, что существуют различные типы сигналов: монотонные, немонотонные без смены знака, меняющие знак один, два или три раза. Общей особенностью сигналов является то, что, начиная с некоторого времени, они затухают как степенные функции. Все вышеперечисленное должно учитываться при выборе типа сплайна для аппроксимации сигнала, а также трансформации сигнала для улучшения качества аппроксимации.

Прежде всего, используется трансформация сигнала, которая сохраняет его знак и состоит в умножении на подходящую степень времени. Если бы трансформация меняла знак сигнала (например, логарифм или степенная функция абсолютного значения), то в местах смены знака появилась бы сингулярность. Это привело бы к необходимости введения дополнительных

условий в области сингулярности и увеличило бы количество параметров, описывающих функцию сигнала.

Учитывая вышесказанное, для аппроксимации сигналов были выбраны кубические сплайны [Logan, 1975]. Для построения сплайна необходимо знать значения сигналов в выбранных узлах сетки времен, а также оценку производных на краях временного интервала. Производные вычисляются численно по трем точкам. Интерполяционный кубический сплайн есть кубическая функция на отрезке между узлами и имеет непрерывную вторую производную в узлах. Чтобы избежать передачи значений узлов, тем самым сокращая число параметров, описывающих сигнал, узлы выбираются из времен записи сигнала и распределяются геометрически равномерно. В случае двух узлов имеется один интервал и четыре параметра для передачи на поверхность: значения трансформации сигнала и ее производные в первой и последней точке (в действительности, в этом случае производные совпадают). В случае трех узлов число передаваемых параметров равно пяти и так далее. Для всех наборов узлов их значения известны заранее, в зависимости от числа узлов.

Чтобы определить параметры для реконструкции сигнала с заданной точностью, используется следующая итерационная схема:

1. После препроцессинга вычисляется трансформация сигнала

$$F_j = F(t_j), \quad j = 1, n, \text{ где } n - \text{число времен.}$$

2. Численно по трем точкам вычисляются производные по времени

$$\frac{\partial F}{\partial t}(t_1), \quad \frac{\partial F}{\partial t}(t_n) \quad .$$

3. Временной интервал $[t_1, t_n]$ делится на $m - 1$ подынтервалов, $m = 1, M$, где M – пороговое значение для количества узлов ($M \leq n$). Если времена возрастают геометрически и $M \ll n$, узлы u_i , $i = 1, m$ определяются

$$\text{следующим образом: } u_i = t_j, \quad j = \frac{n}{m-1} \cdot (i-1) + 1, \quad i = 1, m-1; \quad u_m = t_n .$$

4. Для выбранных узлов u_i , $i = 1, m$ и вычисленных производных определяются коэффициенты сплайна.
5. С помощью коэффициентов сплайна восстанавливаются значения трансформации сигнала $R_j = R(t_j)$, $j = 1, n$.
6. Вычисляется среднеквадратическое отклонение

$$\Delta = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \left(\frac{F_j - R_j}{F_j \cdot w_j} \right)^2} \cdot 100 \% , \text{ где } w_j - \text{ веса.}$$

7. Если Δ не превышает порогового значения, то параметры для реконструкции сигнала (значения трансформации сигнала в узлах и производные) считаются найденными. В противном случае число узлов увеличивается на 1 и пп. 3 – 6 повторяются.

Блок-схема метода изображена на рисунке 4.15.

После передачи параметров на поверхность исходный сигнал вычисляется с помощью пп. 4, 5 и обратной трансформации.

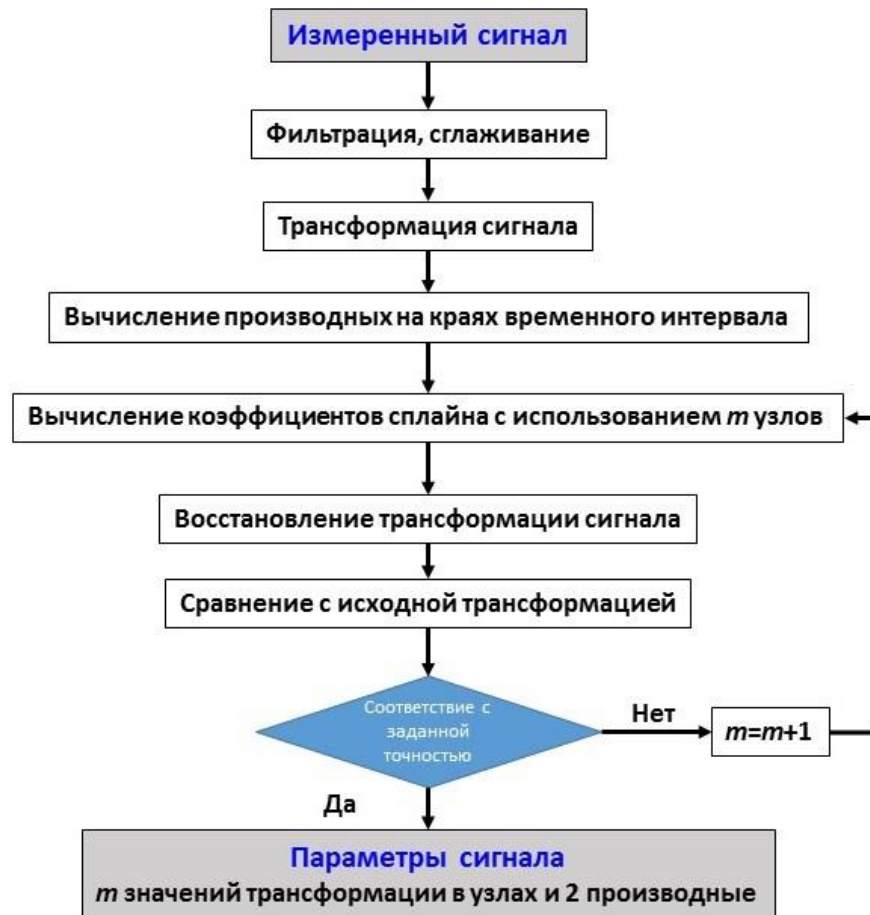


Рисунок 4.15 – Блок-схема метода сплайн-аппроксимации

4.3.2. Метод собственных значений

Прежде всего необходимо выбрать класс моделей для интерпретации сигналов. Могут рассматриваться одномерные цилиндрически-слоистые, горизонтально-слоистые или более сложные модели в зависимости от той задачи, которую предполагается решать, используя измерения каротажа МПП. После выбора класса моделей необходимо провести масштабные вычисления сигналов для представительной серии моделей, характеризующимися разнообразными наборами электрофизических параметров. В результате вычислений получается пространство данных (сигналов). По сути это пространство представляет собой n -мерное векторное пространство, где n –

число времен. Далее делается предположение, что любой измеренный сигнал принадлежит этому пространству.

Для каждого векторного пространства может быть построен ортогональный базис, после чего каждый сигнал векторного пространства записывается в виде линейной комбинации базисных векторов. Число слагаемых в линейном представлении зависит от требуемой точности представления. Параметры, которые описывают сигнал, – это коэффициенты линейной комбинации или собственные значения. Именно они и передаются на поверхность.

Чтобы определить параметры для реконструкции сигнала с заданной точностью, используется следующая итерационная схема:

1. Вычисляются синтетические сигналы $S_{ij} = S_i(t_j)$, $i = 1, l$, $j = 1, n$ для представительного набора электрофизических параметров в выбранном классе геоэлектрических моделей (l – число моделей).
2. Строится ортогональный базис \hat{V} или базис собственных векторов для матрицы \hat{S} с помощью SVD-метода: $\hat{S}^T \hat{S} \cdot \hat{V} = \hat{V} \cdot \hat{\Lambda}$, где $\hat{\Lambda}$ – диагональная матрица базисных собственных значений (в убывающем порядке). Если $\hat{\Lambda}$ содержит нулевые собственные значения, то ранг матрицы \hat{S} равен числу ненулевых собственных значений.
3. После преппроессинга вычисляется трансформация сигнала $F_j = F(t_j)$, $j = 1, n$.
4. Определяются коэффициенты \vec{X} для реконструкции \vec{F} с помощью формулы $\vec{X} = \hat{M}^{-1} \cdot \hat{V}^T \cdot F$, где $\hat{M}^2 = \hat{\Lambda}$. На первом шаге предполагается, что сигнал может быть восстановлен с помощью одного собственного вектора, соответствующего максимальному собственному значению.
5. Восстанавливается трансформация $R_j = R(t_j)$, $j = 1, n$ по формуле $\vec{F} = \hat{V} \cdot \hat{M} \cdot \vec{X}$.

6. Вычисляется среднеквадратическое отклонение

$$\Delta = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \left(\frac{F_j - R_j}{F_j \cdot w_j} \right)^2} \cdot 100\%, \text{ где } w_j - \text{ веса.}$$

7. Если Δ не превышает порогового значения, то параметры для реконструкции сигнала (коэффициенты \vec{X}) считаются найденными. В противном случае размерность подпространства базисных собственных векторов увеличивается на 1 и пп. 4 – 6 повторяются.

Следует отметить, что пп. 1, 2 выполняются заранее и матрицы \hat{V} и \hat{M} хранятся в памяти.

Блок-схема метода изображена на рисунке 4.16.

После передачи параметров на поверхность исходный сигнал вычисляется с помощью п. 5 и обратной трансформации.



Рисунок 4.16 – Блок-схема метода собственных значений

Комбинация методов

Смысл комбинации методов состоит в выборе того метода, который дает меньше параметров для восстановления конкретного сигнала. Определяется число параметров для каждого метода и передается меньшее. Структура параметров позволяет определить, какой из методов был использован.

4.3.3. Численные результаты

Для иллюстрации возможностей методов сжатия данных рассматривается горизонтально-слоистая модель среды, изображенная на рисунке 4.17. Выбор данной модели обусловлен решаемыми задачами: геонавигацией и оценкой сопротивлений пластов.

Параметры модели среды:

- Сопротивления Rt_1, Rt_2, Rt_3 – от 1 до 100 Ом·м. $Rt_i \neq Rt_{i+1}$
- Мощность пласта H – от 1 до 30 м.

Система измерений:

- Двухкатушечный зонд; расстояние между источником T и приемником R – 5 м.
- Импульс тока в генераторной катушке соответствует выключению, момент катушки $1 \text{ А} \cdot \text{м}^2$.
- В приемной катушке измеряется ЭДС, момент – 1 м^2 .
- Измеряются все компоненты: $XX, XY, XZ, YX, YY, YZ, ZX, ZY$ и ZZ .
- Сигнал регистрируется на 200 временных отсчетах с геометрическим шагом от 5 мкс до 0.5 мс.
- Расстояние от источника до центра пласта $D2C$ – от 0 до 32 м.
- Углы наклона и вращения θ и φ – от 0° to 90° .

Множества сигналов, рассчитанные для указанных моделей, совпадают для

- XX и YY компонент (число моделей – 78400);
- XY и YX компонент (число моделей – 57600);
- XZ и YZ компонент (число моделей – 67200);

- ZX и ZY компонент (число моделей – 67200).

Для ZZ компоненты число моделей – 11200.

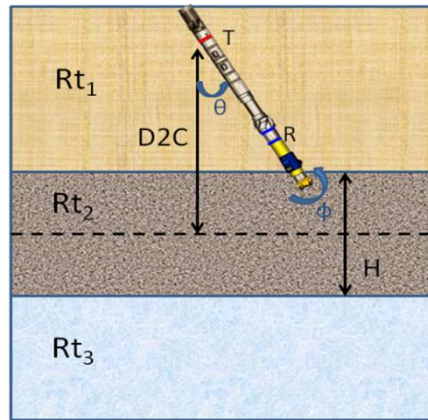


Рисунок 4.17 – Модель среды и расположение зонда

В среднем на выбранном временном интервале сигнал затухает как $1/t^2$, поэтому использована следующая трансформация:

$$F_j = G(t_j) \cdot t_j^2, \quad j=1, n, \quad n=200,$$

где $G(t_j)$ – измеренный и обработанный сигнал. Требуемая точность к восстановлению сигналов – 0.5%: полученное соответствие исходной и восстановленной трансформации сигнала считается хорошим, если

$$\Delta = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{j=1}^n \left(\frac{F_j - R_j}{F_j \cdot w_j} \right)^2} \cdot 100 \% \leq 0.5 \% . \text{ Веса определяются следующим образом.}$$

Начальные значения $w_j = 1, j=1, n$. Но вблизи перехода кривой через ноль веса возрастают по следующему закону. Если $F_{i-1} \cdot F_i < 0$, то

$$w_{i-2} = \frac{F_{i-3}}{F_{i-2}}, \quad w_{i-1} = \frac{F_{i-3}}{F_{i-1}}, \quad w_i = \frac{F_{i+2}}{F_i}, \quad w_{i+1} = \frac{F_{i+2}}{F_{i+1}}.$$

Были произведены расчеты трансформаций сигналов для указанных выше моделей и для этих кривых оценены возможности методов сжатия данных.

Для метода собственных значений также необходимо сконструировать ортогональный базис. Параметры модели для построения базиса выбираются так, чтобы они не совпадали с параметрами модели для построения тестируемых сигналов, кроме того число моделей будет меньше примерно в 10 раз. Таким образом, базис будет построен в том же классе моделей, но для других параметров.

Отмечается следующее. Класс трехслойных моделей может быть достаточным для описания сигналов в среде с произвольным числом границ. Серия численных экспериментов показала, что сигналы, рассчитанные в четырех-, пяти- и шестислойных моделях были восстановлены с тем же количеством параметров, что и сигналы в трехслойных моделях.

Следующие гистограммы (Рисунки 4.18 – 4.22) показывают, как много сигналов в процентном отношении могут быть восстановлены с помощью k параметров. Максимальное количество параметров было равно 23, а минимальное – 3. Большинство сигналов восстанавливается посредством 6 – 11 параметров. Таким образом сигналы на 200 временных отсчетов – сильно избыточная информация.

Красные гистограммы соответствуют методу сплайн-аппроксимации, зеленые – методу собственных значений, а синие – комбинации методов.

Среднее число параметров вычислялось по формуле
$$N = \frac{\sum_{i=1}^{23} i \cdot q_i}{\sum_{i=1}^{23} q_i}$$
, где q_i – число

сигналов, которые были восстановлены с помощью i параметров. В таблице 4.10 приведены значения N для различных методов и компонент.

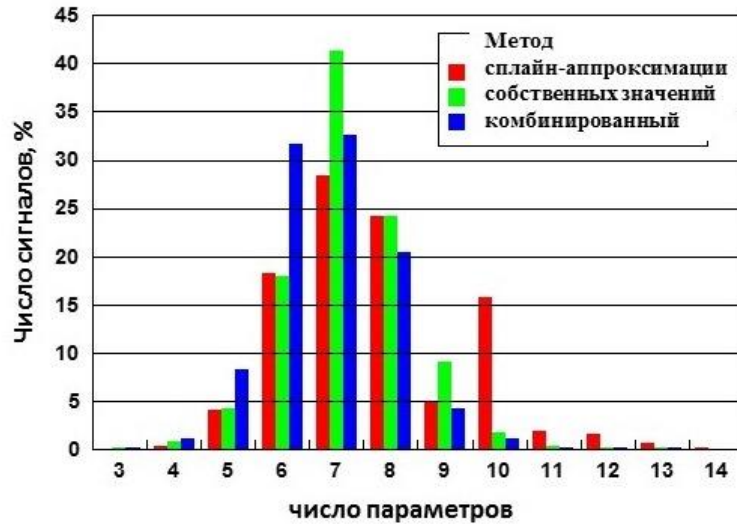


Рисунок 4.18 – Количество сигналов для XX и YY компонент поля, восстановленных с помощью 3 – 14 параметров

Метод сплайн-аппроксимации дает меньшее количество параметров для 26 % сигналов, метод собственных значений – для 52 % сигналов. Для 22 % сигналов оба метода дают одинаковое количество параметров.

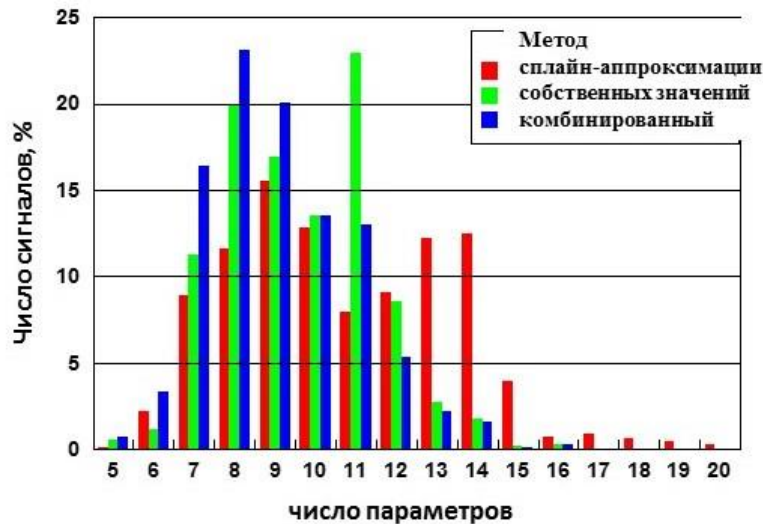


Рисунок 4.19 – Количество сигналов для XY и YX компонент поля, восстановленных с помощью 5 – 20 параметров

Метод сплайн-аппроксимации дает меньшее количество параметров для 26% сигналов, метод собственных значений – для 61 % сигналов. Для 13 % сигналов оба метода дают одинаковое количество параметров.

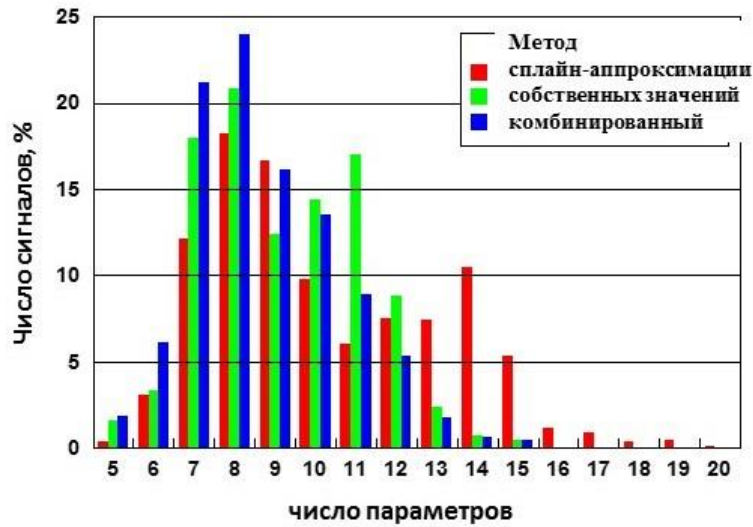


Рисунок 4.20 – Количество сигналов для XZ и YZ компонент поля, восстановленных с помощью 5 – 20 параметров

Метод сплайн-аппроксимации дает меньшее количество параметров для 25% сигналов, метод собственных значений – для 59 % сигналов. Для 16 % сигналов оба метода дают одинаковое количество параметров.

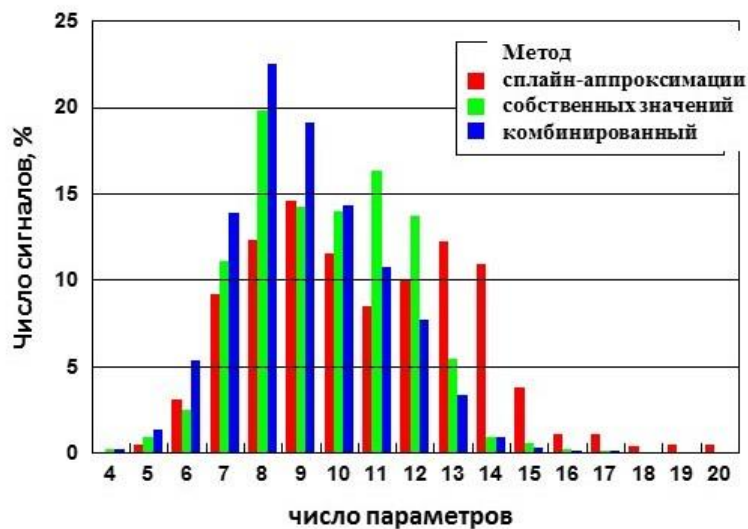


Рисунок 4.21 – Количество сигналов для ZX и ZY компонент поля, восстановленных с помощью 4 – 20 параметров

Метод сплайн-аппроксимации дает меньшее количество параметров для 30% сигналов, метод собственных значений – для 58 % сигналов. Для 12 % сигналов оба метода дают одинаковое количество параметров.

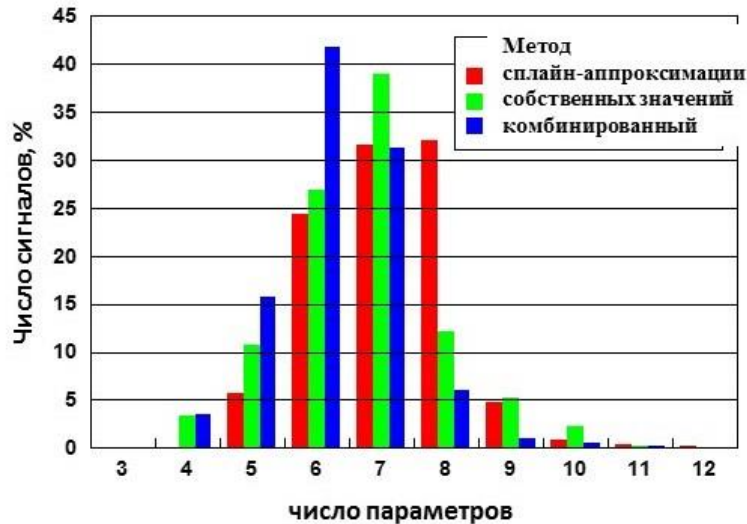


Рисунок 4.22 – Количество сигналов для ZZ компоненты поля, восстановленных с помощью 3 – 12 параметров

Метод сплайн-аппроксимации дает меньшее количество параметров для 30 % сигналов, метод собственных значений – для 48 % сигналов. Для 22 % сигналов оба метода дают одинаковое количество параметров.

Таблица 4.10 – Среднее число параметров для восстановления сигналов

Компоненты \ Метод	XX и YY	XY и YX	XZ и YZ	ZX и ZY	ZZ
сплайн-аппроксимации	7.7	10.8	10.3	10.7	7.1
собственных значений	7.2	9.6	9.2	9.7	6.7
комбинированный	6.8	9.1	8.7	9.1	6.3

Можно заметить, что комбинирование методов не дает значительного сокращения параметров сжатия данных. Это указывает на то, что не существует особых типов кривых, где тот или иной метод является предпочтительным.

На рисунке 4.23 показаны простая (слева) и сложная (справа) с тремя переходами через ноль кривые ЭДС. Для простой кривой для сжатия необходимы четыре параметра по методу сплайн-аппроксимации или три по методу собственных значений; для сложной кривой – 14 параметров по методу сплайн-аппроксимации или 19 по методу собственных значений.

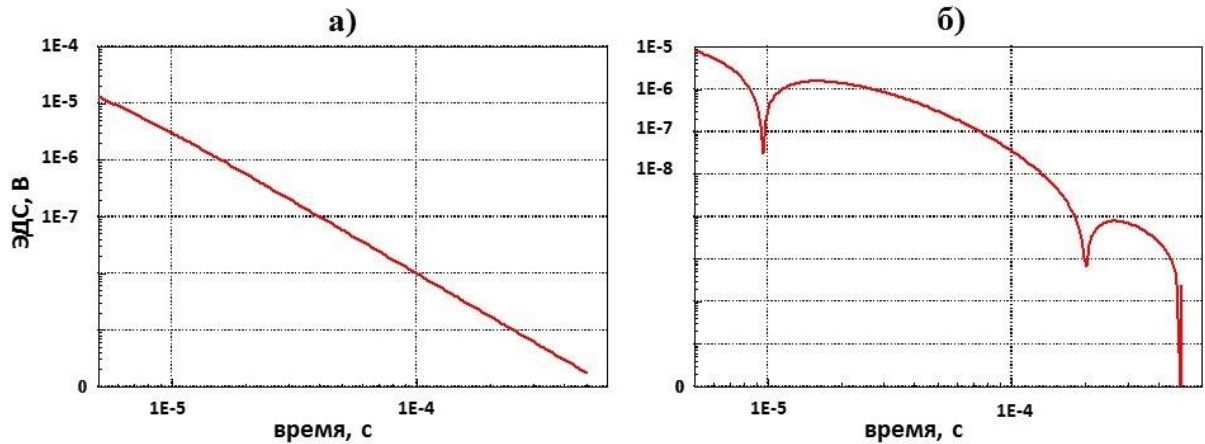


Рисунок 4.23 – ЭДС в зависимости от времени. (а): ZZ компонента поля, параметры модели: $Rt_1 = 3.16 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $Rt_2 = 1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $Rt_3 = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $H = 0.5 \text{ м}$, $D2C = 0 \text{ м}$, $\theta = 60^\circ$, $\varphi = 0^\circ$; (б): XZ компонента, параметры модели: $Rt_1 = 1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $Rt_2 = 31.6 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $Rt_3 = 10 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $H = 15 \text{ м}$, $D2C = 24 \text{ м}$, $\theta = 45^\circ$, $\varphi = 0^\circ$

На рисунке 4.24 показано, как среднее число параметров для декомпрессии сигнала зависит от точности восстановления сигнала. Различные цвета соответствуют разным компонентам поля.

Так, если потребовать, чтобы ошибка восстановления была не 0.5, а 2 %, то число параметров уменьшится примерно на 2, а если точность будет составлять 0.1 %, то количество параметров возрастет на 2 – 3.

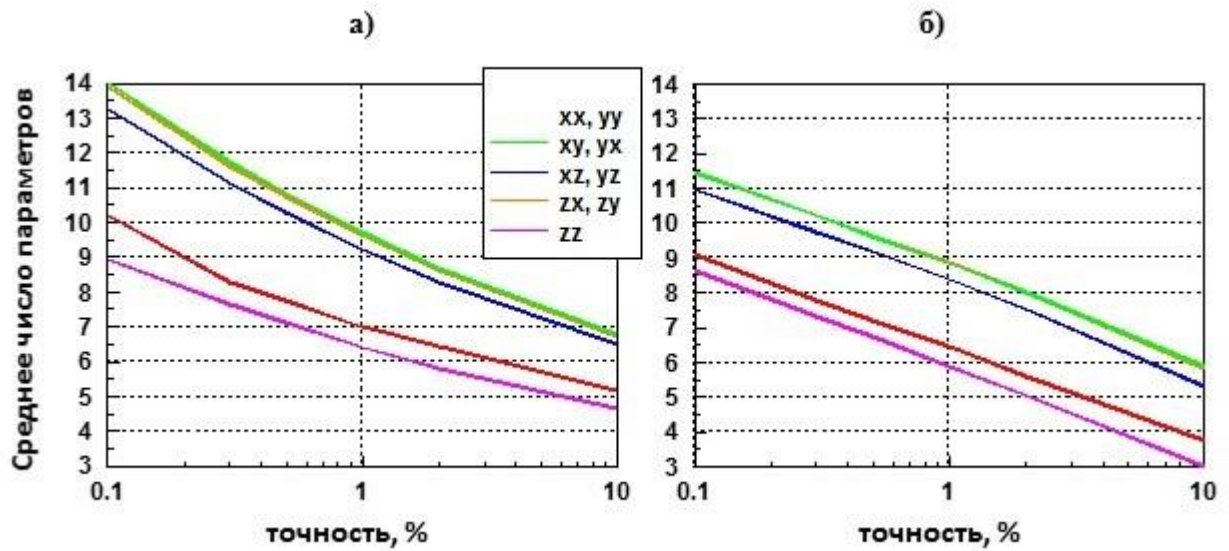


Рисунок 4.24 – Среднее число параметров для декомпрессии сигнала в зависимости от точности восстановления сигнала методом сплайн-аппроксимации (а) и методом собственных значений (б)

Информация об ошибках восстановления сигнала может быть полезна при последующей инверсии сигналов. На рисунке 4.25 представлены ошибки восстановления сигнала в зависимости от времени.

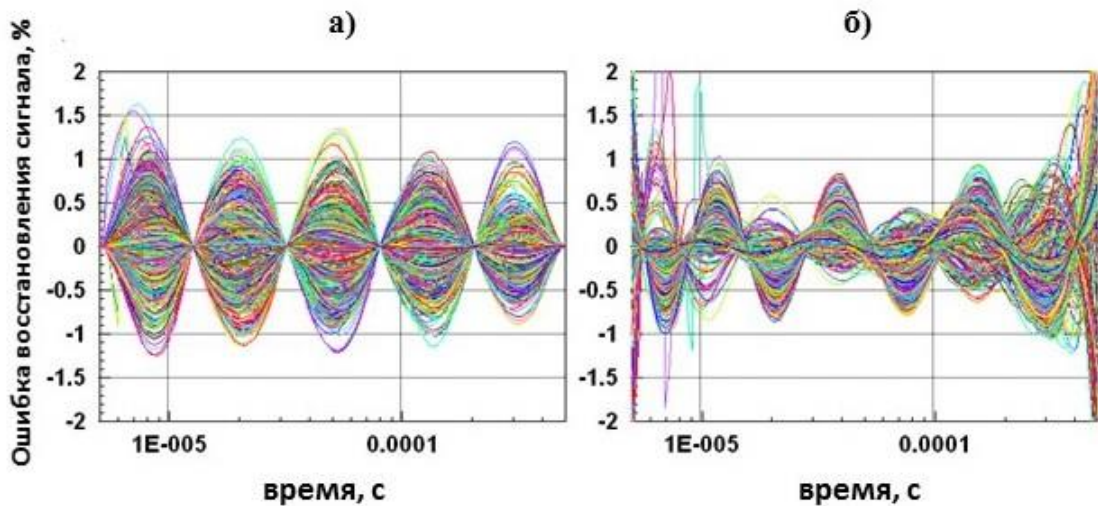


Рисунок 4.25 – Ошибки восстановления ZZ компоненты ЭДС с помощью 8 параметров: 1000 кривых ошибок в зависимости от времени метода сплайн-аппроксимации (а) и метода собственных значений (б)

Можно видеть, что ошибка метода сплайн-аппроксимации выглядит как квази-синусоида. Она равна нулю в шести узлах и, как правило, имеет максимум в центре интервала между узлами. Ошибка метода собственных значений также демонстрирует некоторую регулярность и выглядит как квази-косинусоида. Число полупериодов (8) равно числу параметров сжатия. По сравнению с ошибкой метода сплайн-аппроксимации ошибка метода собственных значений меньше на большей части временного интервала, но больше вблизи концов отрезка. Если рассматривать ошибку на одном временном отсчете как случайную величину, то выясняется, что она не подчиняется ни нормальному, ни равномерному распределению. Однако более глубокое исследование характера распределения может быть проведено и будет полезно в инверсионной схеме.

Таким образом, предложенные методы сжатия данных позволяют существенно сократить число параметров, передаваемых на поверхность. Вместо тысяч реально записанных значений ЭДС получается 6 – 11 значимых параметров в зависимости от времени.

Представленные методы сжатия данных характеризуются следующими особенностями:

- простота реализации;
- высокая скорость;
- применимость к различным трансформациям сигнала.

Сравнение методов показывает, что

- Метод собственных значений выглядит предпочтительнее, исходя из количества передаваемых параметров, но требует тщательного выбора базовых моделей.
- Преимущество метода сплайн-аппроксимации в том, что он работает с отдельной кривой и не требует расчета корректного базиса в пространстве данных.

4.4. Определение электрической макроанизотропии в зоне проникновения и уточнение коэффициента глинистости путем комплексирования данных различных методов каротажа

Целью данного исследования является улучшение оценок петрофизических параметров путем комплексирования данных каротажных зондирований. Разработано программное обеспечение, позволяющее исследовать и инвертировать сигналы различных приборов каротажа на кабеле [Nikitenko, Tabarovsky, 2019].

Главная идея исследования состоит в использовании измерений таких приборов, как 3DeX, HDIL, Micro-Laterolog и Gamma Ray, для получения информации о зоне проникновения: УЭС и электрической анизотропии. Основой инверсии являются комбинированные измерения приборов, которые определяют вертикальное и горизонтальное УЭС пласта (3DeX), сопротивление на стенке скважины (Micro-Laterolog), содержание глин в пласте или коэффициент глинистости (Gamma Ray). Измерения также позволяют определять горизонтальное УЭС зоны проникновения (HDIL). Результатом инверсии являются радиальный профиль горизонтального УЭС и анизотропии, а также скорректированное значение объема глин. С использованием УЭС и параметра анизотропии на радиальных глубинах, соответствующих глубине исследования приборов NMR и Nuclear, предоставляющих плотностные оценки, точность определения водонасыщенности увеличивается. Кроме того, детальное описание УЭС в прискважинной зоне делает возможным получение таких параметров, как насыщение и проницаемость в результате обработки повторных измерений электромагнитного каротажа [Ельцов, Нестерова, Кашеваров, 2011].

Существуют различные электромагнитные зонды, которые могут использоваться для детальной оценки УЭС зоны проникновения: HDIL, RTeX, DMLL. Но, строго говоря, их применение преследует другие цели, поэтому УЭС в зоне проникновения вычисляется на одной или двух радиальных

глубинах. В работе [Nikitenko, Tabarovsky, Erov, 2009] были предложены высокочастотные системы измерений для оценки УЭС зоны проникновения на нескольких (до пяти) радиальных глубинах, но, к сожалению, исследовались лишь гипотетические зонды. В настоящем разделе усилия сконцентрированы на том, чтобы извлечь максимум информации из стандартного комплекса измерений. Используются программы численного моделирования и инверсии «NCyl» (раздел 2.5.3) и «InvCyl» (раздел 3.6.4).

Основными достижениями являются следующие.

- Разработаны алгоритмы и программы:
 - Вычисление кусочно-постоянного (ступенчатого) горизонтального УЭС в зоне проникновения на основе данных HDIL, известного горизонтального УЭС пласта (из инверсии HDIL или 3DeX) и скважинных условий.
 - Вычисление непрерывного горизонтального УЭС в зоне проникновения на основе кусочно-постоянного горизонтального УЭС в зоне проникновения, горизонтального УЭС пласта и УЭС на стенке скважины (из данных Micro-Laterolog).
 - Вычисление УЭС пропластков, составляющих анизотропную формацию (например, глинистых и песчаных прослоев) на основе горизонтального и вертикального УЭС пласта (из инверсии 3DeX) и оценки коэффициента глинистости (по Gamma Ray).
 - Вычисление пределов изменения УЭС в зоне проникновения.
 - Коррекция коэффициент глинистости на основе вычисленных пределов изменения УЭС в зоне проникновения.
 - Вычисление параметра анизотропии в зависимости от радиальной глубины на основе непрерывного горизонтального УЭС, коэффициента глинистости и УЭС глин.
- Алгоритмы протестированы на синтетических данных:
 - Выполнена инверсия данных HDIL с целью восстановления непрерывного профиля УЭС в зоне проникновения.

- Непрерывный профиль УЭС описан с помощью кубических и эрмитовых сплайнов.
- Проведена обработка и инверсия реальных данных.

4.4.1. Определение радиального профиля УЭС и его анизотропии

Определение горизонтального УЭС в зоне проникновения

Многочастотный многокатушечный прибор HDIL позволяет определять УЭС формации на нескольких радиальных глубинах от 0.25 до 3 м. Высокое вертикальное разрешение в совокупности с глубинными измерениями, развитая обработка и инверсия данных позволяет точно восстанавливать УЭС неизменной части пласта R_t , промытой зоны и зоны проникновения R_{xo} , а также глубины проникновения r_{xo} . Электрический прибор Micro-Laterolog небольшого радиуса действия определяет сопротивление на стенке скважины R_o (в зоне проникновения до 5 см от скважины). Данные HDIL, известное из инверсии HDIL значение R_t , а также сопротивление R_o используются для получения достоверного радиального профиля УЭС от скважины до неизменной части пласта.

Используется следующий алгоритм инверсии.

1. По данным HDIL определяются кусочно-постоянное УЭС в зоне проникновения и радиус зоны на основе моделирования в цилиндрически-слоистой среде с известными значениями УЭС и радиуса скважины из данных бурения (R_m и r_b) и УЭС пласта R_t . Для минимизации среднеквадратического отклонения синтетических данных от экспериментальных F применяется оптимизационный симплекс-метод (Раздел 3.1). Инверсия делается последовательно для одной, двух и трех подзон в зоне проникновения пока не будет достигнуто установленное значение целевой функции (например, $F < 0.7$ для синтетических данных). В случае нескольких подзон их радиусы распределяются равномерно. Пусть УЭС подобранной модели обозначаются R_m , R_i , $i = 1, m-1$, R_t ;

радиусы – $rb, r_i, i = 1, m-2, r_{m-1} = rxo$, где m – общее число радиусов, $m+1$ – число цилиндрических слоев.

2. Вычисление продольной проводимости в зоне проникновения S . Этот параметр устойчиво определяется для индукционных методов электромагнитных зондирований.
3. Постобработка 1: построение непрерывного УЭС в зоне проникновения по значениям Ro, R_i и Rt . Здесь используется сплайн-интерполяция. Узлы для определения коэффициентов сплайна следующие: $t_1 = rb, t_2 = (rb + r_1) / 2, t_i = (r_{i-2} + r_{i-1}) / 2, i = 3, m, t_{m+1} = rxo$. Значения УЭС в узлах: $V_1 = Ro, V_i = R_{i-1}, i = 2, m, V_{m+1} = Rt$.
4. Вычисление продольной проводимости по непрерывному УЭС в зоне проникновения S^c .
5. Постобработка 2: если $\Delta S = (S - S^c) / S > 0.01$, то rxo увеличивается/уменьшается с некоторым шагом, узлы сплайна перераспределяются равномерно, сплайн пересчитывается, новое непрерывное УЭС определяется, пока не будет достигнуто $\Delta S < 0.01$.

Ниже приводятся результаты инверсии синтетических данных для серии моделей с разным буровым раствором и разным типом проникновения. Модели F01 – F05 соответствуют пресному буровому раствору с $Rm = 0.65 - 2.6$ Ом·м (Рисунки 4.26 – 4.30); модели S01 – S05: соленый/биополимерный буровой раствор с $Rm = 0.024$ Ом·м (Рисунки 4.31 – 4.35); модели O01 – O05: буровой раствор на нефтяной основе с $Rm = 16.3$ и 19.2 Ом·м (Рисунки 4.36 – 4.40). Во всех случаях было достигнуто $F < 0.7$ на цилиндрически-слоистой модели. Красным цветом показано истинное УЭС, зеленым – полученное в результате инверсии кусочно-постоянное УЭС. Результаты постобработки с использованием кубических S^2 -сплайнов показаны синим цветом, с использованием эрмитовых кубических сплайнов – розовым. Истинное распределение УЭС в зоне проникновения было получено с помощью гидродинамического моделирования [Ельцов, Эпов, Кашеваров, 2004; Ельцов,

Нестерова, Кашеваров, 2012]. Псевдоэкспериментальные данные HDIL \vec{f}^e были смоделированы для истинного УЭС, случайный шум $0.01 \cdot f_i^e$ был добавлен. Начальное приближение для УЭС внутри зоны проникновения было построено с учетом типа бурового раствора по значениям R_o и R_t , начальное значение радиуса зоны проникновения было взято равным 0.6 м.

Модель F01 (Рисунок 4.26)

$R_m = 1.2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $R_o = 12.3 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $R_t = 19.1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $rb = 0.1 \text{ м}$, $rxo = 0.6 \text{ м}$.

Истинное значение интегральной проводимости $S^t = 0.054 \text{ См}$. В ходе инверсии данных HDIL в зоне проникновения было определено 2 слоя и получены следующие значения параметров модели:

$R_1 = 17.2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $R_2 = 5.79 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $r_1 = 0.317 \text{ м}$, $r_2 = 0.535 \text{ м}$; $S(r = rxo) = 0.0536 \text{ См}$.

Несмотря на видимое различие между истинным и восстановленными УЭС, продольная проводимость определена с хорошей точностью 0.7 %. Наибольшее расхождение в УЭС наблюдается вблизи скважины: эта часть среды наименьшим образом влияет на сигналы HDIL.

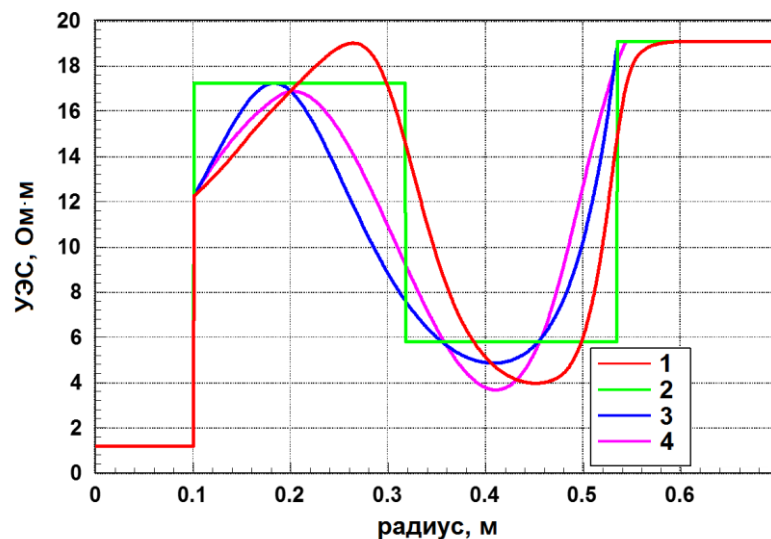


Рисунок 4.26 – Результаты инверсии данных HDIL для модели F01: истинное УЭС (шифр 1); кусочно-постоянное УЭС, полученное в результате инверсии (шифр 2); результаты постобработки с использованием кубических C^2 -сплайнов (шифр 3), эрмитовых кубических сплайнов (шифр 4)

Модель F02 (Рисунок 4.27)

$Rm = 2.6 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $Ro = 60.7 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $Rt = 34.8 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $rb = 0.1 \text{ м}$, $rxo = 0.475 \text{ м}$.

Истинное значение интегральной проводимости $S^t = 0.0184 \text{ См}$. В ходе инверсии данных HDIL в зоне проникновения было определено два слоя и получены следующие значения параметров модели:

$R_1 = 68.1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $R_2 = 10.8 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $r_1 = 0.257 \text{ м}$, $r_2 = 0.414 \text{ м}$; $S(r = rxo) = 0.0186 \text{ См}$.

Продольная проводимость определена с хорошей точностью 1.1 %. Эрмитовы сплайны выглядят предпочтительней.

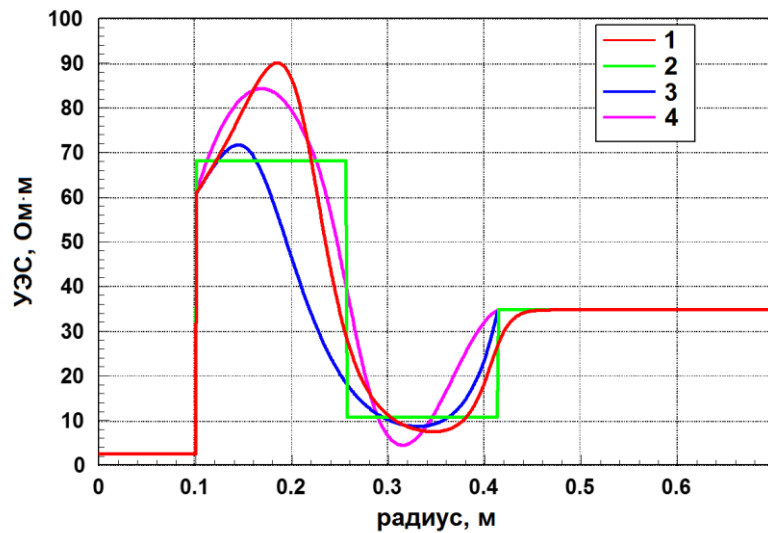


Рисунок 4.27 – Результаты инверсии данных HDIL для модели F02: истинное УЭС (шифр 1); кусочно-постоянное УЭС, полученное в результате инверсии (шифр 2); результаты постобработки с использованием кубических C^2 -сплайнов (шифр 3), эрмитовых кубических сплайнов (шифр 4)

Модель F03 (Рисунок 4.28)

$Rm = 0.65 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $Ro = 15.2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $Rt = 34.7 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $rb = 0.1 \text{ м}$, $rxo = 0.475 \text{ м}$. Истинное значение интегральной проводимости $S^t = 0.025 \text{ См}$. В ходе инверсии данных HDIL в зоне проникновения было определено два слоя и получены следующие значения параметров модели:

$R_1 = 22.2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $R_2 = 9.69 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $r_1 = 0.251 \text{ м}$, $r_2 = 0.403 \text{ м}$; $S(r = rxo) = 0.0245 \text{ См}$.

Продольная проводимость определена с хорошей точностью 2 %. Получено эквивалентное радиальное УЭС: более проводящая среда возле скважины и менее проводящая вблизи пласта.

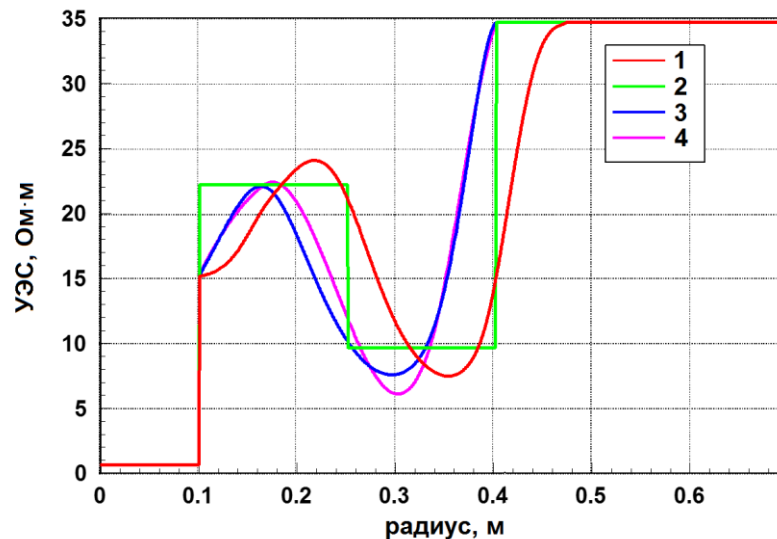


Рисунок 4.28 – Результаты инверсии данных HDIL для модели F03: истинное УЭС (шифр 1); кусочно-постоянное УЭС, полученное в результате инверсии (шифр 2); результаты постобработки с использованием кубических C^2 -сплайнов (шифр 3), эрмитовых кубических сплайнов (шифр 4)

Модель F04 (Рисунок 4.29)

$Rm = 0.65 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $Ro = 37.1 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $Rt = 8.51 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $rb = 0.1 \text{ м}$, $rxo = 0.425 \text{ м}$. Истинное значение интегральной проводимости $S^t = 0.0189 \text{ См}$. В ходе инверсии данных HDIL зона проникновения была определена как один слой и получены следующие значения параметров модели:

$R_1 = 32.5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $r_1 = 0.321 \text{ м}$; $S(r = rxo) = 0.019 \text{ См}$.

Продольная проводимость определена с хорошей точностью 0.5 %. Эрмитовы сплайны лучше приближают результат к истинному УЭС.

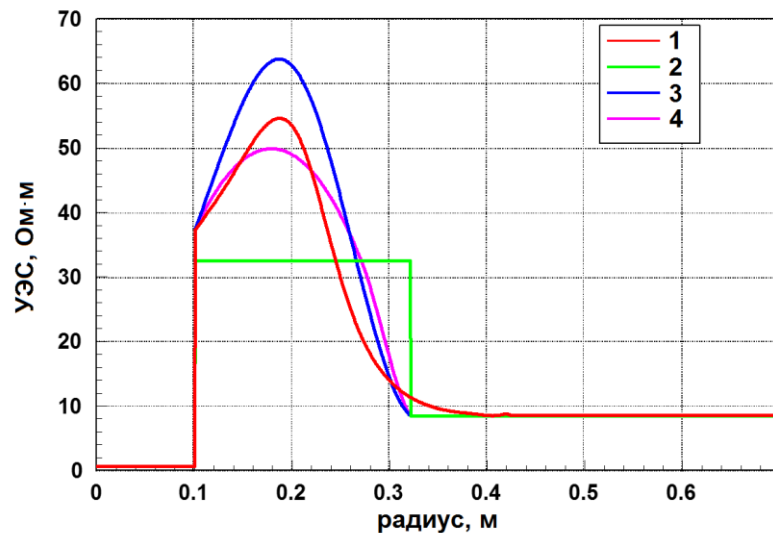


Рисунок 4.29 – Результаты инверсии данных HDIL для модели F04: истинное УЭС (шифр 1); кусочно-постоянное УЭС, полученное в результате инверсии (шифр 2); результаты постобработки с использованием кубических C^2 -сплайнов (шифр 3), эрмитовых кубических сплайнов (шифр 4)

Модель F05 (Рисунок 4.30)

$Rm = 1.3 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $Ro = 40 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $Rt = 7.46 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $rb = 0.1 \text{ м}$, $rxo = 0.775 \text{ м}$.

Истинное значение интегральной проводимости $S^t = 0.056 \text{ См}$. В ходе инверсии данных HDIL зона проникновения была определена как один слой и получены следующие значения параметров модели:

$R_1 = 56.4 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $R_2 = 7.26 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $r_1 = 0.459 \text{ м}$, $r_2 = 0.818 \text{ м}$; $S = 0.0558 \text{ См}$, $S^t(r = r_2) = 0.056 \text{ См}$.

Продольная проводимость определена с хорошей точностью 0.4 %. Восстановлено правильное поведение радиального УЭС.

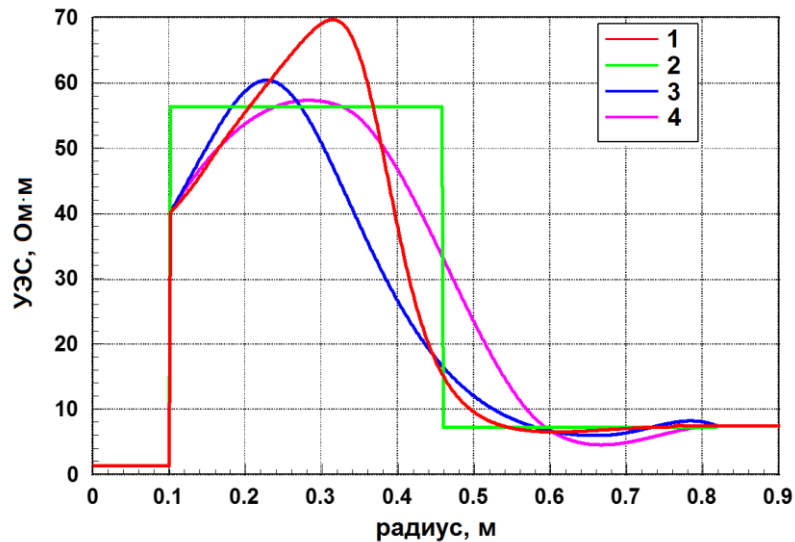


Рисунок 4.30 – Результаты инверсии данных HDIL для модели F05: истинное УЭС (шифр 1); кусочно-постоянное УЭС, полученное в результате инверсии (шифр 2); результаты постобработки с использованием кубических C^2 -сплайнов (шифр 3), эрмитовых кубических сплайнов (шифр 4)

Модель S01 (Рисунок 4.31)

$Rm = 0.024 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $Ro = 0.479 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $Rt = 19.7 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $rb = 0.1 \text{ м}$, $rxo = 0.6 \text{ м}$. Истинное значение интегральной проводимости $S^t = 0.456 \text{ См}$. В ходе инверсии данных HDIL в зоне проникновения было определено два слоя и получены следующие значения параметров модели:

$R_1 = 0.65 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $R_2 = 4.67 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $r_1 = 0.353 \text{ м}$, $r_2 = 0.607 \text{ м}$; $S(r = rxo) = 0.444 \text{ См}$.

Продольная проводимость определена с хорошей точностью 2.6 %. Восстановлено правильное поведение радиального УЭС.

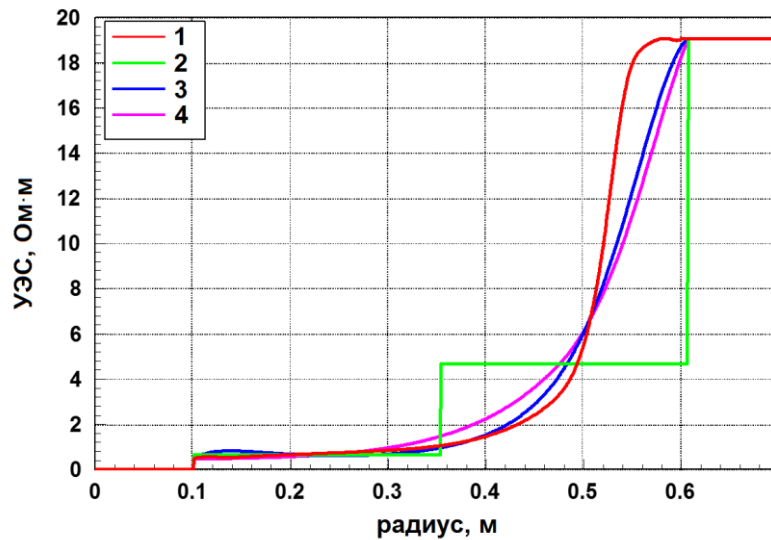


Рисунок 4.31 – Результаты инверсии данных HDIL для модели S01: истинное УЭС (шифр 1); кусочно-постоянное УЭС, полученное в результате инверсии (шифр 2); результаты постобработки с использованием кубических C^2 -сплайнов (шифр 3), эрмитовых кубических сплайнов (шифр 4)

Модель S02 (Рисунок 4.32)

$Rm = 0.024 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $Ro = 0.827 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $Rt = 10.9 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $rb = 0.1 \text{ м}$, $rxo = 0.5 \text{ м}$. Истинное значение интегральной проводимости $S^t = 0.165 \text{ См}$. В ходе инверсии данных HDIL в зоне проникновения было определено два слоя и получены следующие значения параметров модели:

$R_1 = 1.25 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $R_2 = 7.87 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $r_1 = 0.263 \text{ м}$, $r_2 = 0.427 \text{ м}$; $S(r = rxo) = 0.159 \text{ См}$.

Продольная проводимость определена с хорошей точностью 3.6 %. Восстановлено правильное поведение радиального УЭС.

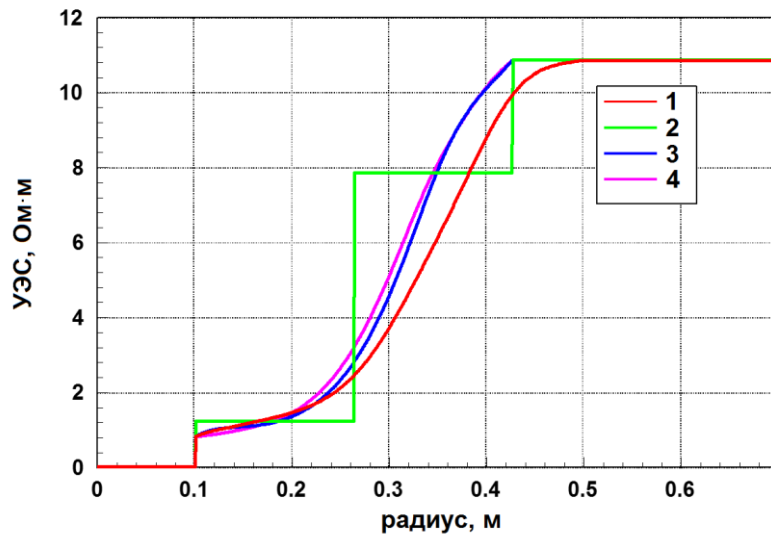


Рисунок 4.32 – Результаты инверсии данных HDIL для модели S02: истинное УЭС (шифр 1); кусочно-постоянное УЭС, полученное в результате инверсии (шифр 2); результаты постобработки с использованием кубических C^2 -сплайнов (шифр 3), эрмитовых кубических сплайнов (шифр 4)

Модель S03 (Рисунок 4.33)

$Rm = 0.024 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $Ro = 0.635 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $Rt = 11.3 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $rb = 0.1 \text{ м}$, $rxo = 0.6 \text{ м}$. Истинное значение интегральной проводимости $S^t = 0.335 \text{ См}$. В ходе инверсии данных HDIL в зоне проникновения было определено два слоя и получены следующие значения параметров модели:

$R_1 = 0.875 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $R_2 = 4.99 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $r_1 = 0.339 \text{ м}$, $r_2 = 0.578 \text{ м}$; $S(r = rxo) = 0.323 \text{ См}$.

Продольная проводимость определена с хорошей точностью 3.6 %. Восстановлено правильное поведение радиального УЭС.

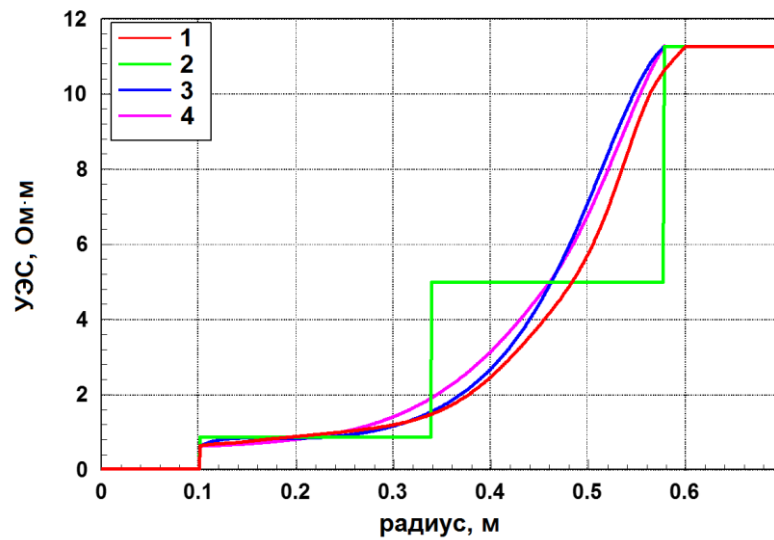


Рисунок 4.33 – Результаты инверсии данных HDIL для модели S03: истинное УЭС (шифр 1); кусочно-постоянное УЭС, полученное в результате инверсии (шифр 2); результаты постобработки с использованием кубических C^2 -сплайнов (шифр 3), эрмитовых кубических сплайнов (шифр 4)

Модель S04 (Рисунок 4.34)

$R_m = 0.024 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $R_o = 0.512 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $R_t = 1.21 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $rb = 0.1 \text{ м}$, $rxo = 0.6 \text{ м}$. Истинное значение интегральной проводимости $S^t = 0.785 \text{ См}$. В ходе инверсии данных HDIL в зоне проникновения было определено два слоя и получены следующие значения параметров модели:

$R_1 = 0.481 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $R_2 = 0.774 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $r_1 = 0.321 \text{ м}$, $r_2 = 0.541 \text{ м}$; $S(r = rxo) = 0.79 \text{ См}$.

Продольная проводимость определена с хорошей точностью 0.6 %. Восстановлено правильное поведение радиального УЭС.

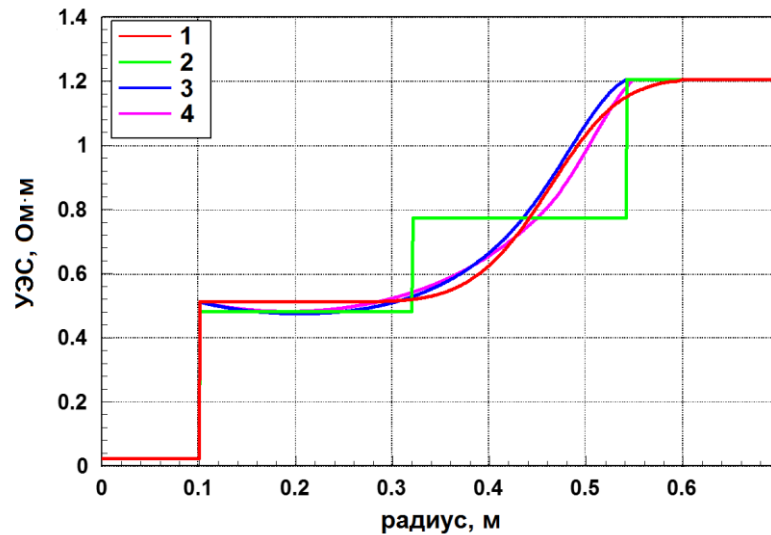


Рисунок 4.34 – Результаты инверсии данных HDIL для модели S04: истинное УЭС (шифр 1); кусочно-постоянное УЭС, полученное в результате инверсии (шифр 2); результаты постобработки с использованием кубических C^2 -сплайнов (шифр 3), эрмитовых кубических сплайнов (шифр 4)

Модель S05 (Рисунок 4.35)

$Rm = 0.024 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $Ro = 0.512 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $Rt = 1.21 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $rb = 0.1 \text{ м}$, $rxo = 0.6 \text{ м}$. Истинное значение интегральной проводимости $S^t = 0.754 \text{ См}$. В ходе инверсии данных HDIL в зоне проникновения было определено два слоя и получены следующие значения параметров модели:

$R_1 = 0.493 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $R_2 = 0.882 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $r_1 = 0.329 \text{ м}$, $r_2 = 0.558 \text{ м}$; $S(r = rxo) = 0.758 \text{ См}$.

Продольная проводимость определена с хорошей точностью 0.5 %. Восстановлено правильное поведение радиального УЭС.

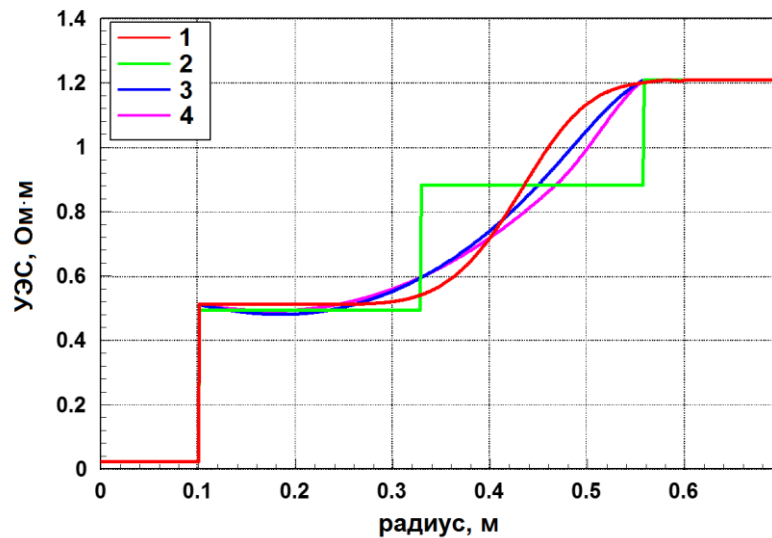


Рисунок 4.35 – Результаты инверсии данных HDIL для модели S05: истинное УЭС (шифр 1); кусочно-постоянное УЭС, полученное в результате инверсии (шифр 2); результаты постобработки с использованием кубических C^2 -сплайнов (шифр 3), эрмитовых кубических сплайнов (шифр 4)

Модель 001 (Рисунок 4.36)

$Rm = 19.2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $Ro = 246 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $Rt = 1.55 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $rb = 0.1 \text{ м}$, $rxo = 0.475 \text{ м}$.

Истинное значение интегральной проводимости $S^t = 0.0792 \text{ См}$. В ходе инверсии данных HDIL зона проникновения была определена как один слой и получены следующие значения параметров модели:

$R_1 = 228 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $r_1 = 0.478 \text{ м}$; $S(r = rxo) = 0.0801 \text{ См}$.

Продольная проводимость определена с хорошей точностью 1.1 %. Восстановлено правильное поведение радиального УЭС.

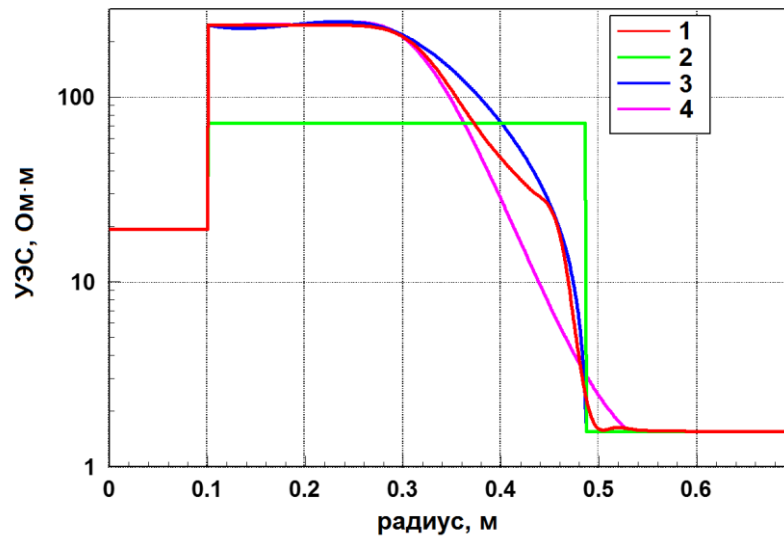


Рисунок 4.36 – Результаты инверсии данных HDIL для модели 001: истинное УЭС (шифр 1); кусочно-постоянное УЭС, полученное в результате инверсии (шифр 2); результаты постобработки с использованием кубических C^2 -сплайнов (шифр 3), эрмитовых кубических сплайнов (шифр 4)

Модель O02 (Рисунок 4.37)

$Rm = 19.2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $Ro = 284 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $Rt = 74.7 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $rb = 0.1 \text{ м}$, $rxo = 0.65 \text{ м}$.

Истинное значение интегральной проводимости $S^t = 0.0105 \text{ См}$. В ходе инверсии данных HDIL в зоне проникновения было определено два слоя и получены следующие значения параметров модели:

$R_1 = 255 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $R_2 = 28.5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $r_1 = 0.373 \text{ м}$, $r_2 = 0.647 \text{ м}$; $S(r = rxo) = 0.0106 \text{ См}$.

Продольная проводимость определена с хорошей точностью 1 %. Восстановлено правильное поведение радиального УЭС.

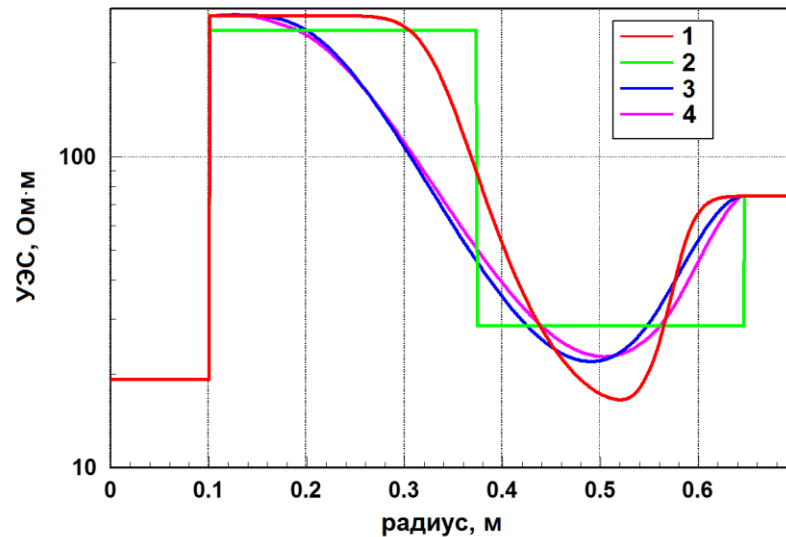


Рисунок 4.37 – Результаты инверсии данных HDIL для модели O02: истинное УЭС (шифр 1); кусочно-постоянное УЭС, полученное в результате инверсии (шифр 2); результаты постобработки с использованием кубических C^2 -сплайнов (шифр 3), эрмитовых кубических сплайнов (шифр 4)

Модель 003 (Рисунок 4.38)

$Rm = 16.3 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $Ro = 295 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $Rt = 34.5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $rb = 0.1 \text{ м}$, $rxo = 0.65 \text{ м}$.

Истинное значение интегральной проводимости $S^t = 0.0248 \text{ См}$. В ходе инверсии данных HDIL в зоне проникновения было определено два слоя и получены следующие значения параметров модели:

$R_1 = 257 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $R_2 = 11.3 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $r_1 = 0.366 \text{ м}$, $r_2 = 0.632 \text{ м}$; $S(r = rxo) = 0.0251 \text{ См}$.

Продольная проводимость определена с хорошей точностью 1.2 %. Восстановлено правильное поведение радиального УЭС. Эрмитовы сплайны дают ложное увеличение УЭС в средней части зоны проникновения.

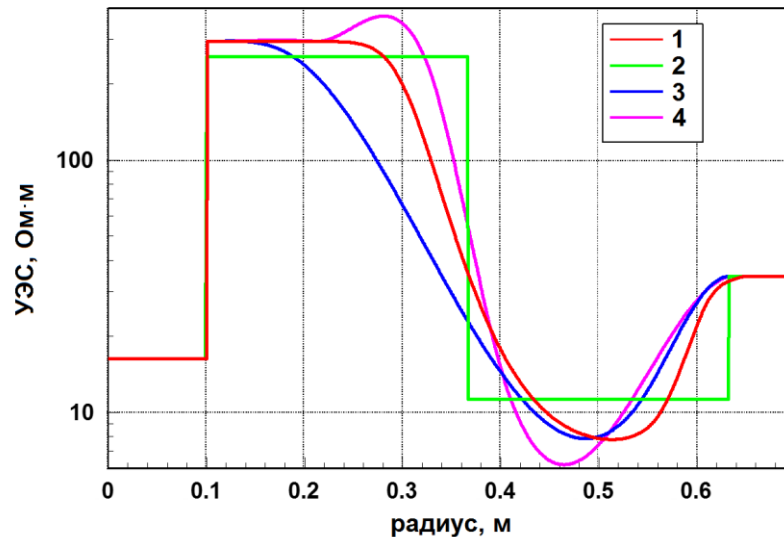


Рисунок 4.38 – Результаты инверсии данных HDIL для модели 003: истинное УЭС (шифр 1); кусочно-постоянное УЭС, полученное в результате инверсии (шифр 2); результаты постобработки с использованием кубических S^2 -сплайнов (шифр 3), эрмитовых кубических сплайнов (шифр 4)

Модель 004 (Рисунок 4.39)

$Rm = 16.3 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $Ro = 144 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $Rt = 15.3 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $rb = 0.1 \text{ м}$, $rxo = 0.475 \text{ м}$.

Истинное значение интегральной проводимости $S^t = 0.0168 \text{ См}$. В ходе инверсии данных HDIL зона проникновения была определена как один слой и получены следующие значения параметров модели:

$R_1 = 52.9 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $r_1 = 0.26 \text{ м}$; $S(r = rxo) = 0.0171 \text{ См}$.

Продольная проводимость определена с хорошей точностью 1.8 %. Восстановлено правильное поведение радиального УЭС.

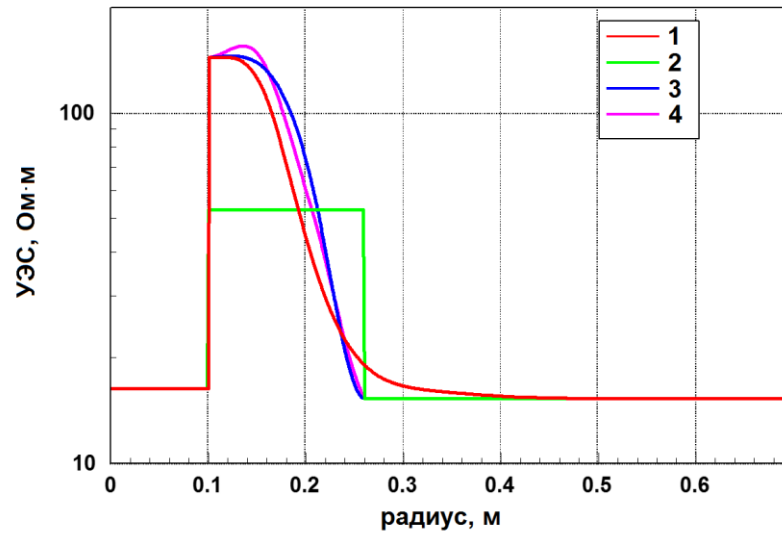


Рисунок 4.39 – Результаты инверсии данных HDIL для модели 004: истинное УЭС (шифр 1); кусочно-постоянное УЭС, полученное в результате инверсии (шифр 2); результаты постобработки с использованием кубических C^2 -сплайнов (шифр 3), эрмитовых кубических сплайнов (шифр 4)

Модель O05 (Рисунок 4.40)

$Rm = 19.2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $Ro = 246 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $Rt = 11.5 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $rb = 0.1 \text{ м}$, $rxo = 0.8 \text{ м}$.

Истинное значение интегральной проводимости $S^t = 0.0278 \text{ См}$. В ходе инверсии данных HDIL в зоне проникновения было определено два слоя и получены следующие значения параметров модели:

$R_1 = 174 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $R_2 = 22.6 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $r_1 = 0.361 \text{ м}$, $r_2 = 0.622 \text{ м}$; $S(r = rxo) = 0.0286 \text{ См}$.

Продольная проводимость определена с хорошей точностью 2.9 %. В целом, сложное поведение радиального УЭС восстановлено. Кубические C^2 -сплайны дают ложное увеличение УЭС вблизи пласта.

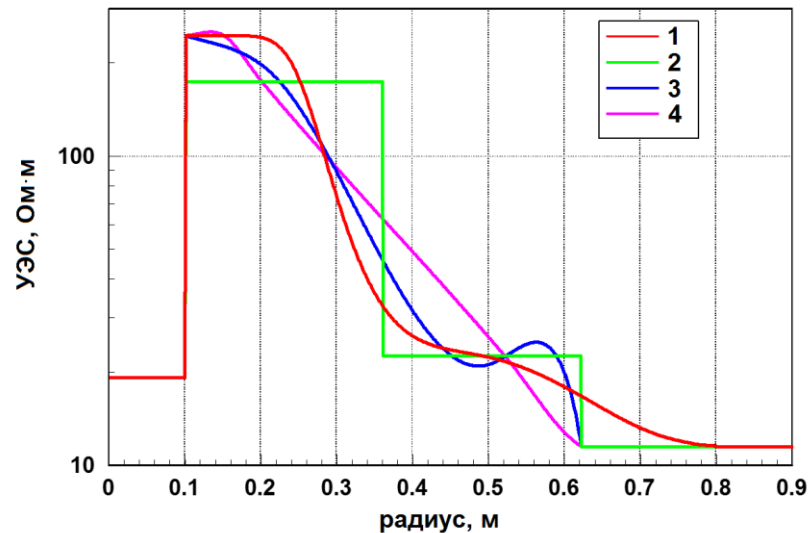


Рисунок 4.40 – Результаты инверсии данных HDIL для модели O05: истинное УЭС (шифр 1); кусочно-постоянное УЭС, полученное в результате инверсии (шифр 2); результаты постобработки с использованием кубических C^2 -сплайнов (шифр 3), Эрмитовых кубических сплайнов (шифр 4)

Исследование возможности интерполяции УЭС в зоне проникновения с помощью сплайнов показывает, что недостаточно точное восстановление УЭС происходит из-за недостатка узлов сплайна. На рисунке 4.41 показаны результаты интерполяции кривой УЭС (красная линия) сплайнами, построенными по четырем узлам. Зеленая кривая – это результат интерполяции с помощью кубического C^2 -сплайна с узлами в точках 0.1 м, 0.169 м, 0.365 м и 0.475 м, синяя – Эрмитова сплайна с узлами в точках 0.1 м,

0.147 м, 0.382 м и 0.475 м. Значения интерполируемой функции в узлах соответствовали истинным УЭС. Значения узлов были взяты из результатов инверсии. Наблюдается значительное расхождение истинного и интерполированного УЭС. Недостаток узлов проистекает из возможностей данных HDIL восстанавливать УЭС внутри зоны проникновения. Обычно зона проникновения описывается одним или двумя слоями, редко – тремя, если зона достаточно широкая. Результаты интерполяции могут быть улучшены, если правильно распределить узлы внутри зоны проникновения с учетом особенностей поведения УЭС, но дополнительная информация о зоне, позволяющая распределить узлы наилучшим образом, отсутствует.

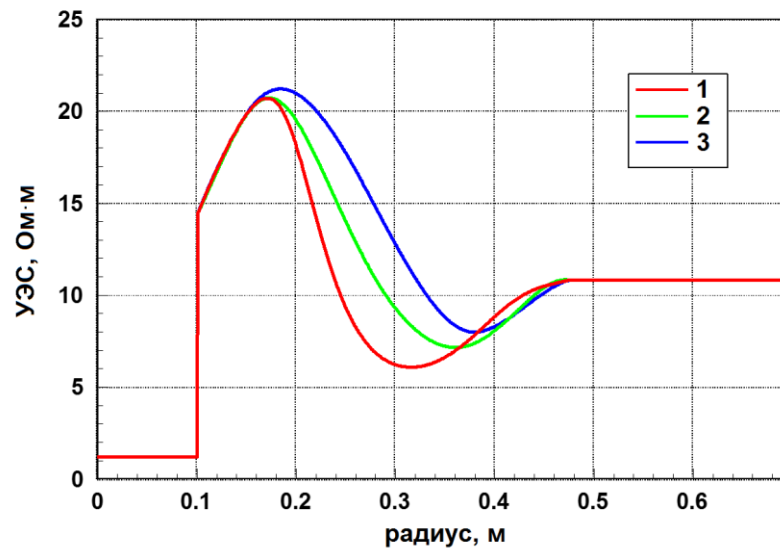


Рисунок 4.41 – Результаты интерполяции сплайнами: истинное УЭС (шифр 1); интерполированное УЭС с использованием кубических C^2 -сплайнов (шифр 2), эрмитовых кубических сплайнов (шифр 3)

Выводы

- В целом, построенный радиальный профиль УЭС воспроизводит истинную кривую УЭС, Эрмитовы кубические сплайны лучше описывают УЭС по сравнению с кубическими C^2 -сплайнами.
- Видимые различия между истинным и восстановленным УЭС обусловлены недостаточной чувствительностью сигналов HDIL к прискважинной зоне.

- В некоторых случаях наблюдаются артефакты в виде ложных экстремумов, требующие сглаживания.

Вычисление анизотропии в зоне проникновения

Прибор 3DeX измеряет электрическую анизотропию в тонкослоистом пласте, Gamma Ray (GR) измеряет его естественную радиоактивность. Интенсивность радиации указывает на тип пород, пересекаемых скважиной: фактически GR оценивает коэффициент глинистости в пласте.

Используется следующая методика для оценки анизотропии в зоне проникновения. Уравнения (4.13) и (4.14) связывают горизонтальное и вертикальное УЭС (R_h и R_v) с объемом глин (V_{sh}) и УЭС глины и песка (R_{sn} и R_{sh}) – составляющих анизотропного пласта.

$$R_h = \frac{1}{(1 - V_{sh}) / R_{sn} + V_{sh} / R_{sh}}, \quad (4.13)$$

$$R_v = (1 - V_{sh}) \cdot R_{sn} + V_{sh} \cdot R_{sh}. \quad (4.14)$$

Параметр анизотропии λ определяется как $\lambda = \frac{R_v}{R_h}$. Это определение

отличается от принятого в российской литературе ($\lambda^2 = \frac{R_v}{R_h}$) и соответствует

зарубежным источникам. Из уравнений (4.13) и (4.14) получается формула для коэффициента анизотропии

$$\lambda = 1 + V_{sh}(1 - V_{sh}) \left(\frac{R_{sn}}{R_{sh}} + \frac{R_{sh}}{R_{sn}} - 2 \right). \quad (4.15)$$

Для заданных R_h , λ и V_{sh} УЭС глины и песка R_{sn} и R_{sh} могут быть определены с помощью уравнений (4.13) и (4.15) следующим путем.

Пусть

$$x = \frac{R_{sn}}{R_{sh}}. \quad (4.16)$$

Из (4.15) выводятся уравнения для определения переменной x :

$$x + \frac{1}{x} = 2q \Rightarrow x^2 - 2qx + 1 = 0. \quad (4.17)$$

$$q = \frac{\lambda - 1}{2V_{sh}(1 - V_{sh})} + 1. \quad (4.18)$$

Несомненно, $q > 1$.

Уравнение (4.17) имеет следующее решение

$$x_{1,2} = q \pm \sqrt{q^2 - 1}. \quad (4.19)$$

С использованием (4.13) определяется

$$R_{sn1,2} = R_h \cdot (1 - V_{sh} + V_{sh} \cdot x_{1,2}), \quad (4.20)$$

$$R_{sh1,2} = R_h \cdot \frac{1 - V_{sh} + V_{sh} \cdot x_{1,2}}{x_{1,2}}. \quad (4.21)$$

Таким образом, существуют два решения для УЭС глины и песка, удовлетворяющие следующему условию:

$$\frac{R_{sn1,2}}{R_{sh1,2}} = \frac{R_{sh2,1}}{R_{sn2,1}}. \quad (4.22)$$

Для известных УЭС R_h , R_{sh} и объема глин V_{sh} коэффициент анизотропии λ определяется как:

$$\lambda = 1 + V_{sh} \frac{(y - 1)^2}{y - V_{sh}}, \quad (4.23)$$

$$y = \frac{R_{sh}}{R_h}. \quad (4.24)$$

Инверсия данных 3DeX дает горизонтальное и вертикальное УЭС пласта Rt_h и Rt_v , в то время как GR показывает V_{sh} . Из уравнений (4.20) и (4.21) могут быть определены УЭС глины и песка Rt_{sn} и Rt_{sh} . При этом должно быть выбрано одно из решений, исходя из допустимого значения отношения

$$x = \frac{R_{sn}}{R_{sh}} : x > 1 \text{ или } x < 1.$$

УЭС глины в зоне проникновения Rxo_{sh} такое же, как и в пласте, так как в глине отсутствует проникновение бурового раствора: $Rxo_{sh} = Rt_{sh}$. Пусть оно

обозначается как R_{sh} . В противоположность к R_{sh} , УЭС песка в зоне проникновения $R_{xo_{sn}}$ меняется в зависимости от расстояния от скважины. Его значение может быть вычислено с помощью уравнения (4.13) с использованием полученного из инверсии данных HDIL значения R_{xo_h} :

$$R_{xo_{sn}} = \frac{1 - V_{sh}}{1 / R_{xo_h} - V_{sh} / R_{sh}}. \quad (4.25)$$

Чтобы определить вертикальное УЭС в зоне проникновения R_{xo_v} , используется уравнение (4.14):

$$R_{xo_v} = \frac{(1 - V_{sh})^2}{1 / R_{xo_h} - V_{sh} / R_{sh}} + V_{sh} \cdot R_{sh}. \quad (4.26)$$

Вертикальное УЭС так же зависит от радиуса, как и горизонтальное. Коэффициент анизотропии вычисляется на основе уравнений (4.23) и (4.24):

$$\lambda = 1 + V_{sh} \frac{\left(\frac{R_{sh}}{R_{xo_h}} - 1 \right)^2}{\frac{R_{sh}}{R_{xo_h}} - V_{sh}}. \quad (4.27)$$

С помощью полученных выше выражений и, используя естественные ограничения для коэффициента анизотропии, возможно исправлять значения коэффициента глинистости. Сначала определяются ограничения на УЭС в зоне проникновения R_{xo_h} . Далее в этом разделе символы « xo » опущены для

упрощения формул. Пусть $\lambda = \lambda^{\max}$ в уравнении (4.18): $q = \frac{\lambda^{\max} - 1}{2V_{sh}(1 - V_{sh})} + 1$.

В соответствии с уравнением (4.16), корни уравнения (4.19) дают два значения R_{sn} , удовлетворяющие условию $\lambda = \lambda^{\max}$ (в предположении, что R_{sh} задано):

$$R_{sn}^{\max} = R_{sh} \left(q + \sqrt{q^2 - 1} \right) \geq R_{sh}, \quad (4.28)$$

$$R_{sn}^{\min} = R_{sh} \left(q - \sqrt{q^2 - 1} \right) \leq R_{sh}. \quad (4.29)$$

Уравнения (4.28) и (4.29) образуют две ветви инверсии, дающие одно и то же значение коэффициента анизотропии. В случае уравнения (4.28)

коэффициент анизотропии изменяется от $\lambda = \lambda^{\max}$ (при $R_{sn} = R_{sn}^{\max}$) до $\lambda = 1$ (при $R_{sn} = R_{sh}$). Другими словами, уравнение (4.28) ограничивает УЭС песка сверху путем задания предела для коэффициента анизотропии. В случае уравнения (4.29) коэффициент анизотропии изменяется от $\lambda = 1$ (при $R_{sn} = R_{sh}$) до $\lambda = \lambda^{\max}$ (при $R_{sn} = R_{sn}^{\max}$). Следовательно, уравнение (4.29) устанавливает нижний предел для УЭС песка. Рассматривая ветвь, устанавливаемую уравнением (4.28), с использованием (4.13) можно получить ограничения на R_h :

$$R_{sh} \leq R_h \leq R_{sh} / \left(V_{sh} + (1 - V_{sh}) \left(q + \sqrt{q^2 - 1} \right) \right) = R_h^{\max \lambda}. \quad (4.30)$$

Аналогично, для случая уравнения (4.29):

$$R_h^{\min \lambda} = R_{sh} / \left(V_{sh} + (1 - V_{sh}) \left(q - \sqrt{q^2 - 1} \right) \right) \leq R_h \leq R_{sh}. \quad (4.31)$$

Условия (4.30) и (4.31) не дают возможности для коэффициента анизотропии превысить максимальное значение λ^{\max} . Далее они могут быть объединены в одно условие:

$$R_h^{\min \lambda} \leq R_h \leq R_h^{\max \lambda}. \quad (4.32)$$

Кроме того, в инверсии используются дополнительные ограничения для R_h :

$$R_h^{\min} \leq R_h \leq R_h^{\max}. \quad (4.33)$$

Значения R_h^{\min} и R_h^{\max} зависят от типа бурового раствора, значений УЭС на стенке скважины и пласта.

4.4.2. Корректировка значения коэффициента глинистости

Известно, что оценка коэффициента глинистости прибором GR является скорее качественной, а не количественной. В петрофизической интерпретации рекомендуется использовать наименьшее возможное значение V_{sh} . Комбинируя измерения различных приборов, можно получить инструмент для исправления значения V_{sh} , если необходимо.

Приборы Micro-Logerlog и 3DeX дают надежные оценки R_o , R_{th} и R_{tv} . Принимая во внимание максимально возможное значение коэффициента

анизотропии λ^{\max} , можно проверить корректность коэффициента глинистости V_{sh} и исправить его значение следующим способом:

1. Вычисляется сопротивление глины R_{sh} , одинаковое в зоне проникновения и пласте, по формулам (4.18), (4.19) и (4.21).
2. Вычисляются $R_h^{\min \lambda}$ и $R_h^{\max \lambda}$ на основе уравнений (4.18), (4.30) и (4.31).
3. Проверяются условия $R_h^{\min \lambda} \leq Ro \leq R_h^{\max \lambda}$ и $R_h^{\min \lambda} \leq Rt_h \leq R_h^{\max \lambda}$. Если хотя бы одно из условий нарушено или если на шаге 1 значение R_{sh} не попадает в область допустимых значений, то значение V_{sh} уменьшается и шаги 1 – 3 повторяются.

Таким образом гарантируется совместность данных различных приборов. Следует отметить, что на шаге 3 возможно использовать R_h^{\min} и R_h^{\max} из условия (4.33) вместо Ro и Rt_h , если прямые ограничения на УЭС зоны проникновения хорошо известны, например, когда построено правдоподобное начальное приближение для УЭС прискважинной зоны.

4.4.3. Численная инверсия практических данных

Основные характеристики инверсии:

- I. Интерполяция сплайнами. Тип сплайнов был изменен в силу следующих особенностей. Во время инверсии данных HDIL используются ограничения на УЭС зоны проникновения. Может случиться так, что последующая сплайн-интерполяция даст УЭС вне допустимого отрезка. Чтобы избежать возникновения такой ситуации, необходимо использовать сплайны, сохраняющие монотонность интерполируемой функции. Другими словами, ни одно значение УЭС, полученное такой интерполяцией между узлами, не должно быть больше/меньше максимального/минимального значения УЭС в узлах. В целом, такой сплайн дает результаты, схожие с Эрмитовым сплайном, но выгодно отличается отсутствием артефактов (Рисунки 4.38 – 4.40). Возможен и такой подход к инверсии, когда восстанавливаемыми параметрами

являются УЭС в заданных узлах, а цилиндрически-слоистая модель на каждом шаге определяется из непрерывной функции УЭС при сохранении интегральной проводимости в зоне проникновения.

- II. Ограничения. Чтобы определить допустимое варьирование горизонтального УЭС в зоне проникновения, выбирается максимально допустимое значение коэффициента анизотропии: $\lambda^{\max} = \max\{10, \lambda t\}$, где λt – коэффициент анизотропии пласта из инверсии 3DeX. Считается, что значения λ редко превышают значение 10.
- III. Сглаживание. Предполагалось, что вертикальное разрешение по восстановленным параметрам не может быть больше, чем вертикальное разрешение данных HDIL (60 см). Поэтому финальной частью инверсии было сглаживание результатов в соответствующем окне. На самом деле, одномерная модель УЭС, коэффициента анизотропии и объема глин, полученная для каждой вертикальной глубины, трансформировалась в двумерную, принимая во внимание спецификации HDIL. Использовались огибающие B-сплайны.

Результаты инверсии

Была выполнена инверсия данных, полученных на тестовой скважине компании Baker Hughes GE в Оклахоме. Следующие данные были доступны для обработки:

- диаметр скважины по данным Caliper;
- кривая УЭС скважины Rm ;
- HDIL кажущиеся проводимости;
- горизонтальное и вертикальное УЭС пласта из инверсии данных 3DeX;
- оценка сопротивления на стенке скважины была получено с помощью одномерной инверсии HDIL VRM (Vertical Resolution Matching) кривых;
- диаграммы коэффициента глинистости, полученных из данных GR.

На диаграммах каротажных данных были выделены для обработки несколько интервалов, соответствующих водонасыщенным песчаникам и

глинистым породам. Была проведена поточечная инверсия данных HDIL в четырехслойной цилиндрически-слоистой среде с определением двух УЭС в зоне проникновения и радиуса зоны. Для абсолютных значений глубин использованы условные значения.

На глубинах до 660 м среднеквадратическое отклонение синтетических данных от экспериментальных в среднем составило 4 % (Рисунок 4.42). Было отмечено, что чаще всего не удавалось подобрать кривые длинного зонда 2.39 м на высоких частотах 93.8, 115, 135 и 156 кГц, в противном случае среднее отклонение было бы около 1 – 2 %.

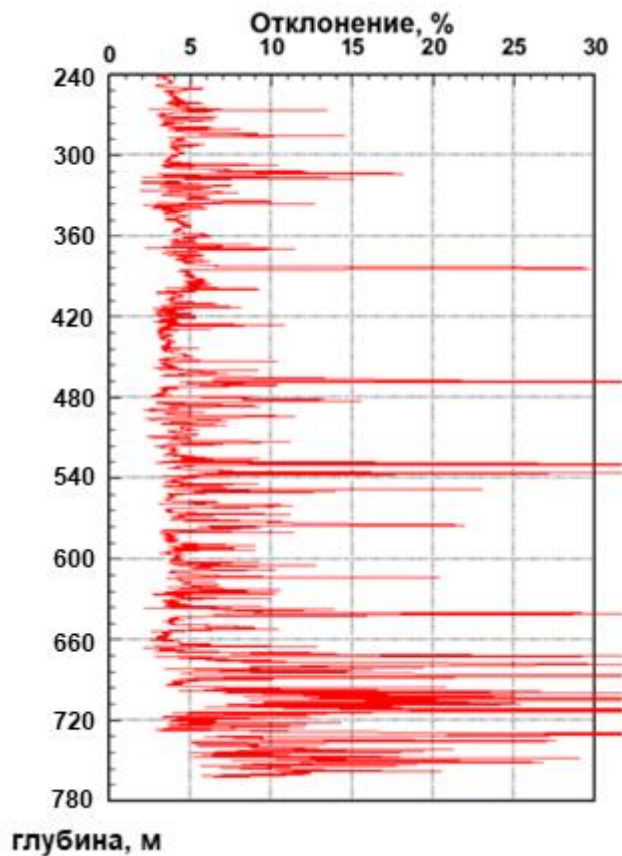


Рисунок 4.42 – Среднеквадратическое отклонение синтетических данных HDIL от экспериментальных

Ниже представлены результаты комбинированной инверсии данных на четырех интервалах.

Легенда для диаграмм HDIL и 3DeX

На рисунке 4.43 изображены условные обозначения для диаграмм HDIL и 3DeX. Данные диаграммы показаны на рисунках 4.44, 4.46, 4.48 и 4.50 вместе с результатами инверсии данных HDIL в правом окне.

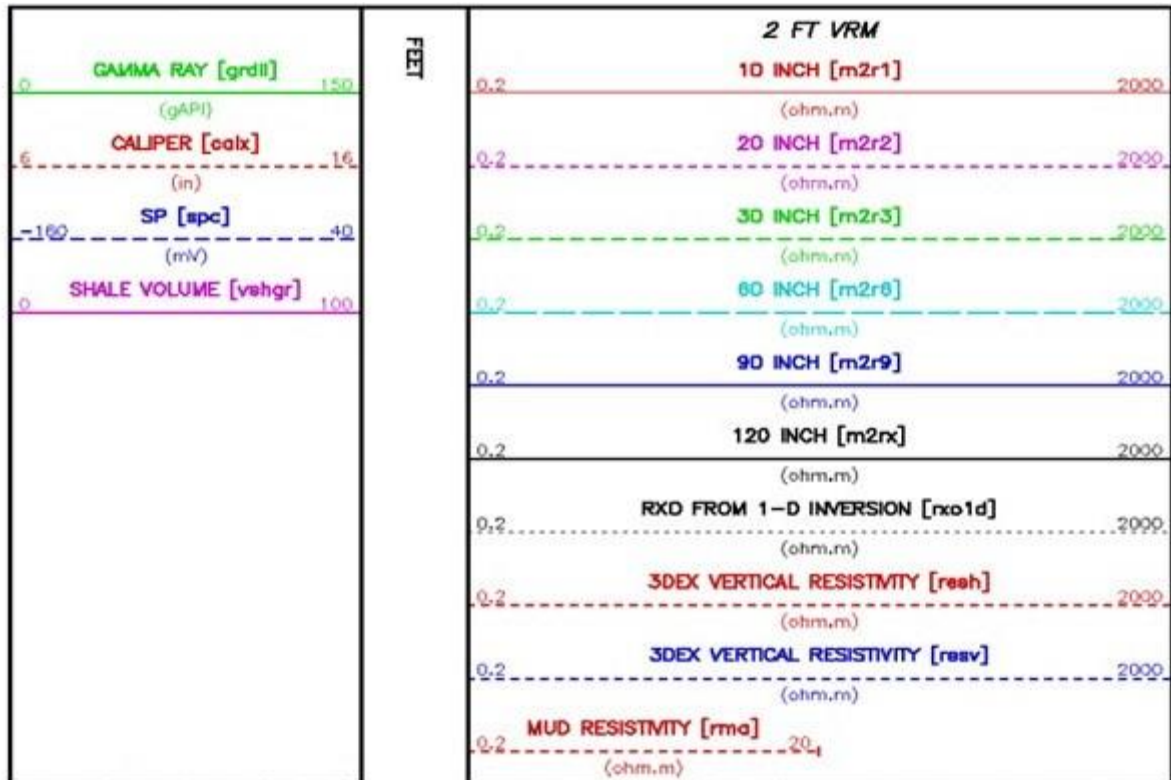


Рисунок 4.43 – Легенда диаграмм HDIL и 3DeX

Глинистый интервал 240 – 300 м

УЭС бурового раствора $R_m = 1.4 - 1.5$ Ом·м, радиус скважины $rb = 0.11$ м. На большей части интервала горизонтальное УЭС пласта $R_{th} = 4 - 7$ Ом·м. На глубинах около 263 м и 280 м R_{th} увеличивается до 9 – 10 Ом·м. На глубине около 285 м R_{th} возрастает до 18 Ом·м. Поведение УЭС на стенке скважины соответствует поведению УЭС пласта. Коэффициент анизотропии пласта в основном составляет 2 – 3. На глубинах 266 – 270 м он достигает значений 4 – 4.7, а для 266 – 282 м – 6.6.

Результаты инверсии данных HDIL (горизонтальное УЭС) показано на рисунке 4.44 слева, диаграммы HDIL и 3DeX – справа. Наблюдается увеличение УЭС возле стенки скважины; максимальное УЭС составляет 15 Ом·м на глубине 256 – 258 м.

На рисунке 4.45 слева показано значение коэффициента анизотропии, справа – исходное и скорректированное коэффициента глинистости. В основном, коэффициент анизотропии меньше четырех. Коррекция полученного из GR объема глин незначительная.

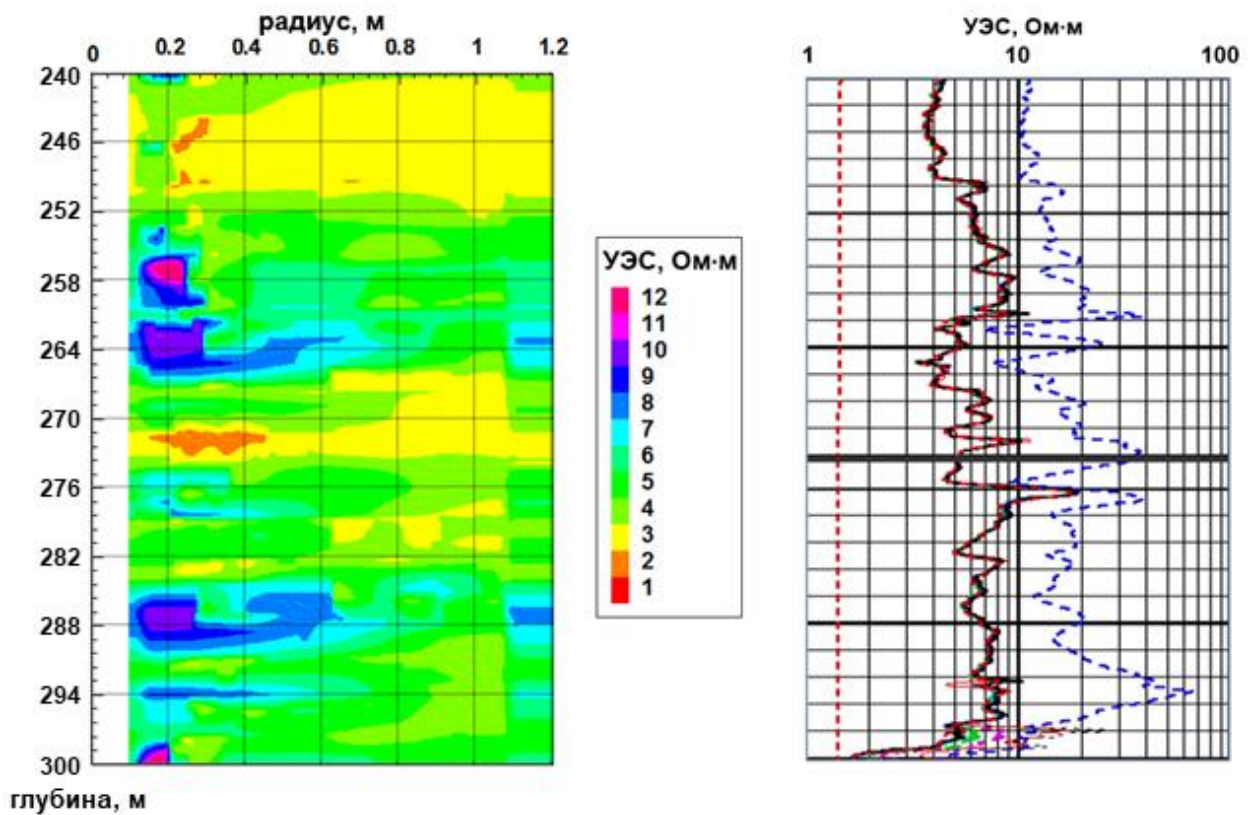


Рисунок 4.44 – Непрерывное распределение горизонтального УЭС по данным HDIL в зависимости от вертикальной и радиальной глубины (а) и диаграммы HDIL и 3DeX (б) для глинистого интервала 240 – 300 м

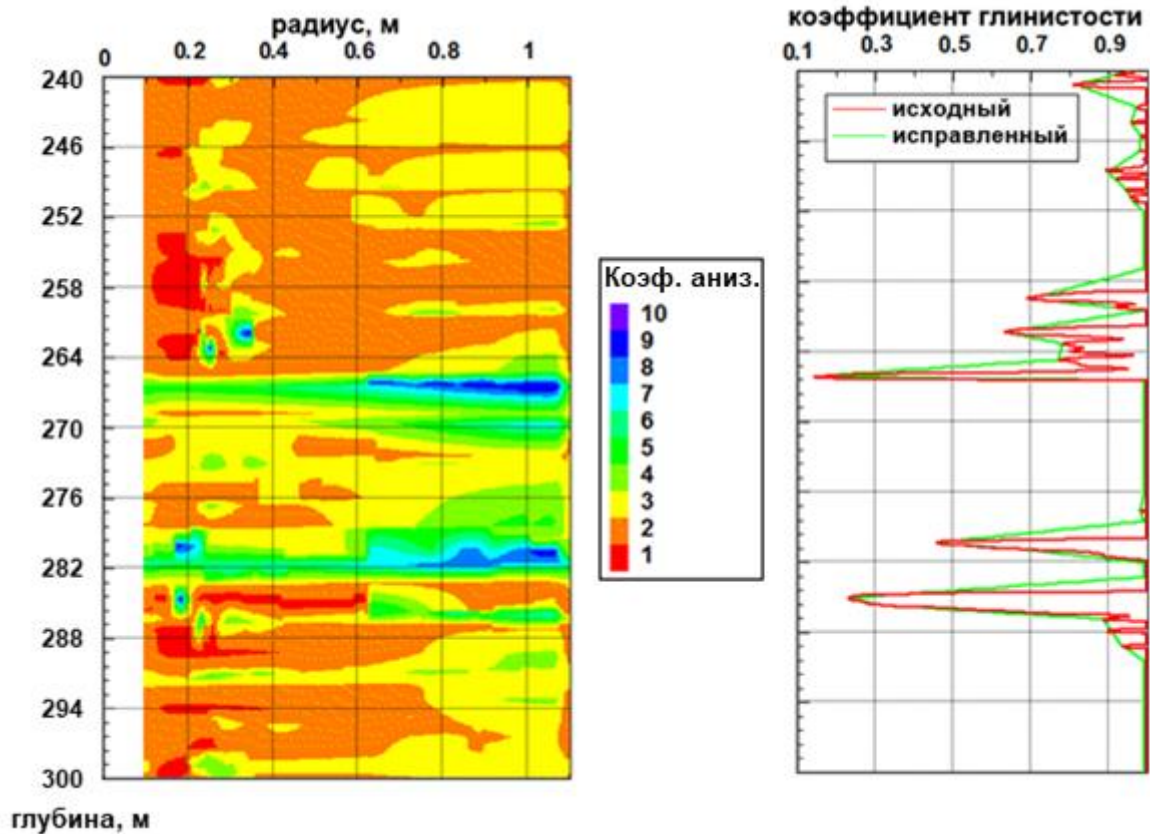


Рисунок 4.45 – Непрерывное распределение значения коэффициента анизотропии в зависимости от вертикальной и радиальной глубины (а), исходный и скорректированный коэффициент глинистости (б) для глинистого интервала 240 – 300 м

Песчаный интервал 312 – 336 м

УЭС бурового раствора $Rm = 1.4 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, радиус скважины $rb = 0.099 - 0.11 \text{ м}$. Горизонтальное УЭС пласта $Rt_h = 1.7 - 8 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. УЭС на стенке скважины в 2 – 3 раза выше. Коэффициент анизотропии пласта составляет 1.3 – 3.2.

Результаты инверсии данных HDIL (горизонтальное УЭС) показаны на рисунке 4.46 слева, диаграммы HDIL и 3DeX – справа. В зависимости от радиальной глубины наблюдается сначала увеличение УЭС, затем его уменьшение. По сравнению с глинистым интервалом УЭС значительно больше, максимум УЭС составляет 58 Ом·м на глубине 331 м.

На рисунке 4.47 слева показано значение коэффициента анизотропии, справа – исходный и скорректированный коэффициент глинистости. Подобно

УЭС, коэффициент анизотропии сначала возрастает в радиальном направлении, а затем убывает до значения анизотропии в пласте. Значительная коррекция полученного из GR объема глин сделана на глубинах 312 – 314 м.

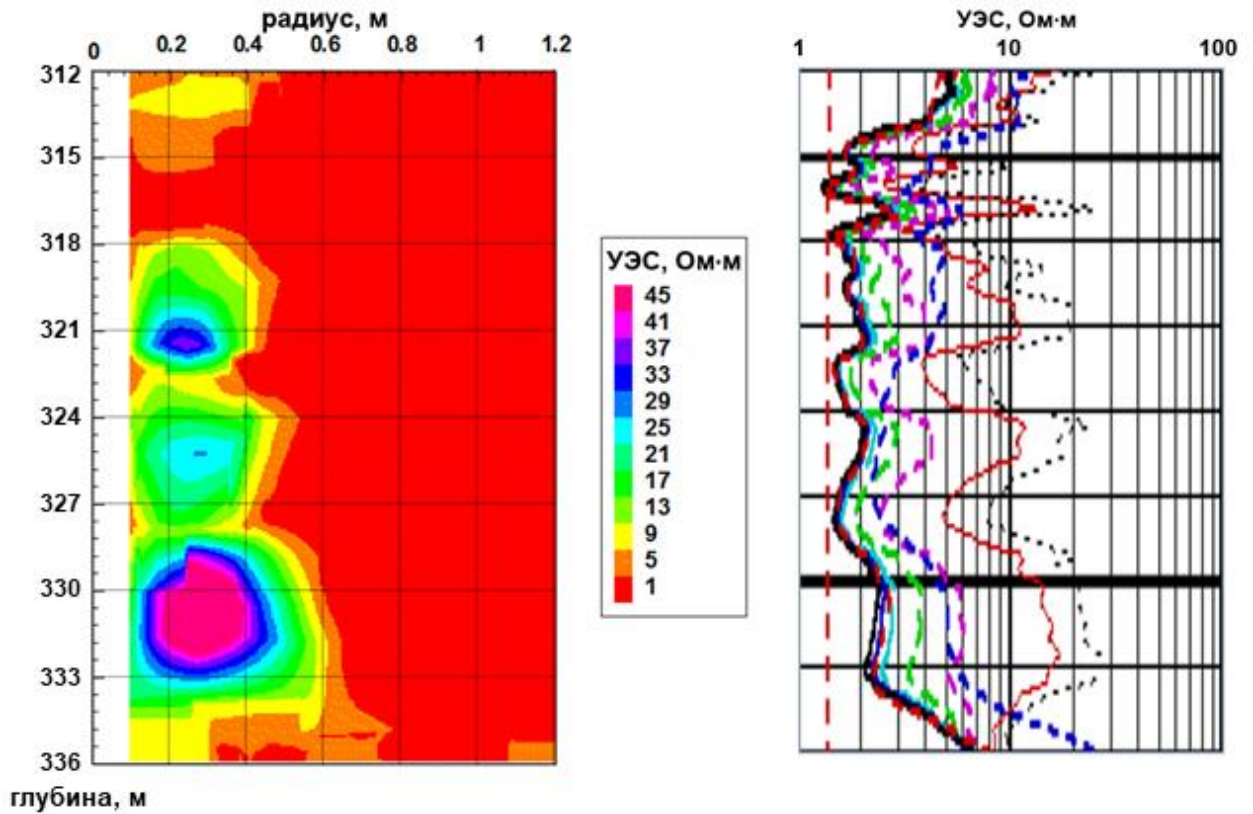


Рисунок 4.46 – Непрерывное распределение горизонтального УЭС по данным HDIL в зависимости от вертикальной и радиальной глубины (а) и диаграммы HDIL и 3DeX (б) для песчаного интервала 312 – 336 м

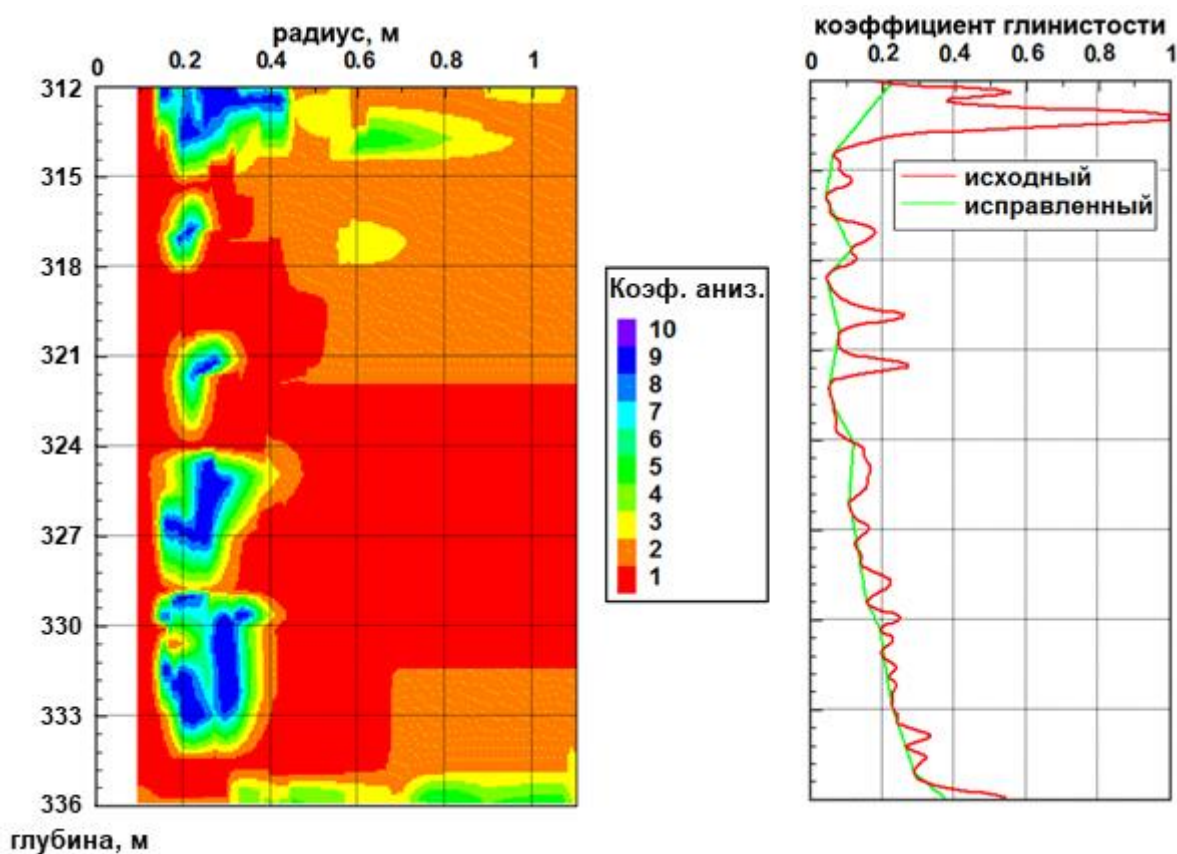


Рисунок 4.47 – Непрерывное распределение значения коэффициента анизотропии в зависимости от вертикальной и радиальной глубины (а), исходный и скорректированный коэффициент глинистости (б) для песчаного интервала 312 – 336 м

Песчаный интервал 483 – 513 м

УЭС бурового раствора $Rm = 1.3 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, радиус скважины $rb = 0.1 \text{ м}$. Горизонтальное УЭС пласта $Rt_h = 1.8 - 3.7 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. УЭС на стенке скважины примерно в 10 раз выше. Коэффициент анизотропии пласта составляет 1.3 – 3.5.

Результаты инверсии данных HDIL (горизонтальное УЭС) показано на рисунке 4.48 слева, диаграммы HDIL и 3DeX – справа. В зависимости от радиальной глубины наблюдается сначала увеличение УЭС, затем его уменьшение. Максимум УЭС составляет $220 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ на глубине 497 м.

На рисунке 4.49 слева показано значение коэффициента анизотропии, справа – исходный и скорректированный коэффициент глинистости. В целом анизотропия низкая, высокие значения получены только в верхней части

интервала. Так же, как и УЭС, коэффициент анизотропии сначала возрастает в радиальном направлении, а затем убывает до значения анизотропии в пласте. Некоторые локальные коррекции полученного из GR объема глин сделаны там, где исходный объем глин был высоким.

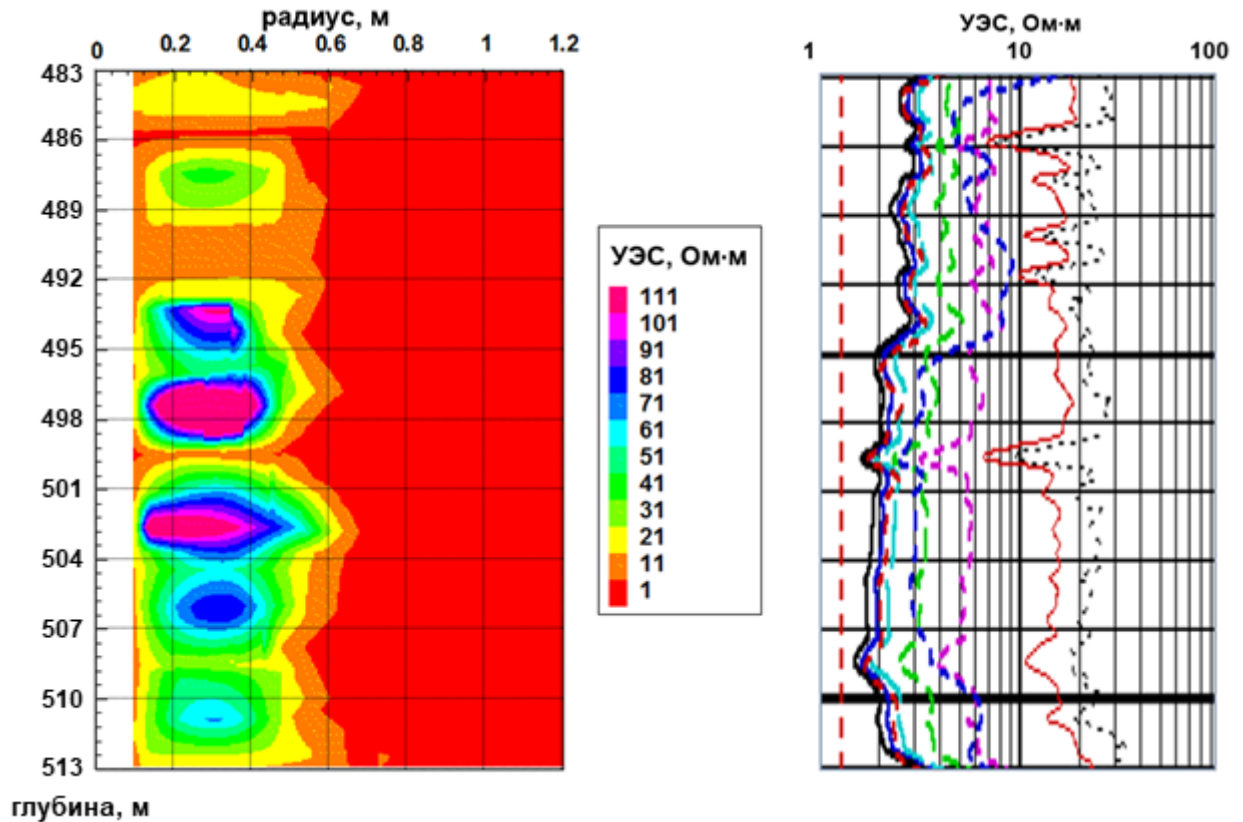


Рисунок 4.48 – Непрерывное распределение горизонтального УЭС по данным HDIL в зависимости от вертикальной и радиальной глубины (а) и диаграммы HDIL и 3DeX (б) для песчаного интервала 483 – 513 м

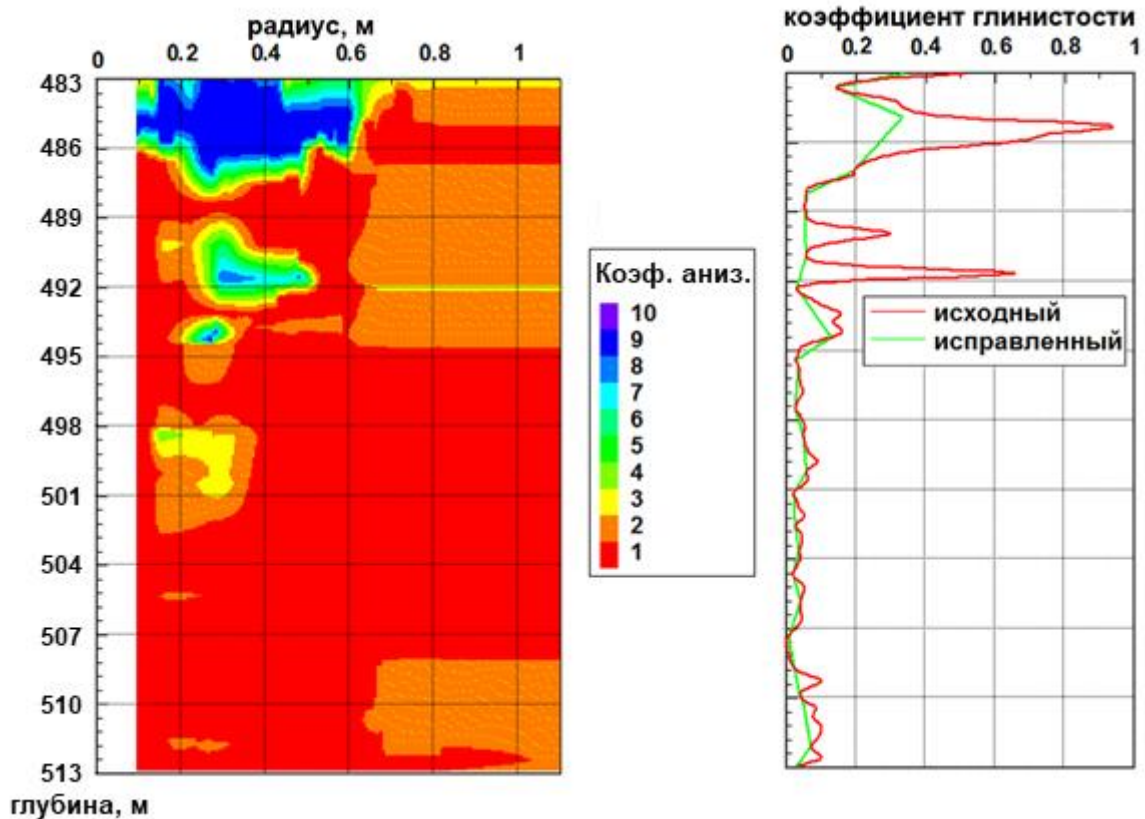


Рисунок 4.49 – Непрерывное распределение значения коэффициента анизотропии в зависимости от вертикальной и радиальной глубины (а), исходный и скорректированный коэффициент глинистости (б) для песчаного интервала 483 – 513 м

Песчано-глинистый интервал 720 – 750 м

УЭС бурового раствора $Rm = 1.2 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, радиус скважины $rb = 0.11 \text{ м}$. Горизонтальное УЭС пласта $Rt_h = 6 - 60 \text{ Ом}\cdot\text{м}$. УЭС на стенке скважины примерно в 10 раз выше. Коэффициент анизотропии пласта составляет 1 – 6.

Результаты инверсии данных HDIL (горизонтальное УЭС) показано на рисунке 4.50 слева, диаграммы HDIL и 3DeX – справа. Максимум УЭС составляет $170 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ на глубине 731 м.

На рисунке 4.51 слева показано значение коэффициента анизотропии, справа – исходный и скорректированный коэффициент глинистости. В целом анизотропия высокая. Коррекция полученного из GR объема глин сделаны практически на всем интервале.

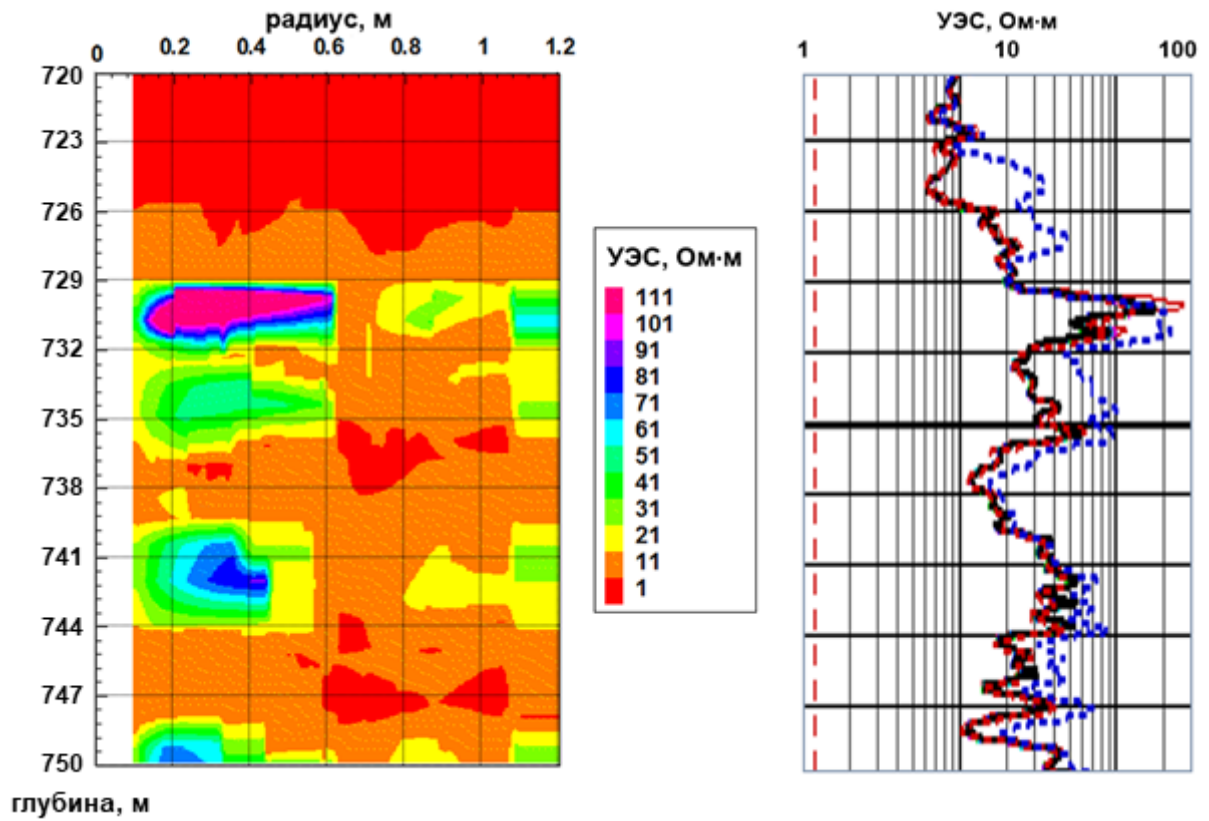


Рисунок 4.50 – Непрерывное распределение горизонтального УЭС по данным HDIL в зависимости от вертикальной и радиальной глубины (а) и диаграммы HDIL и 3DeX (б) для песчано-глинистого интервала 720 – 750 м

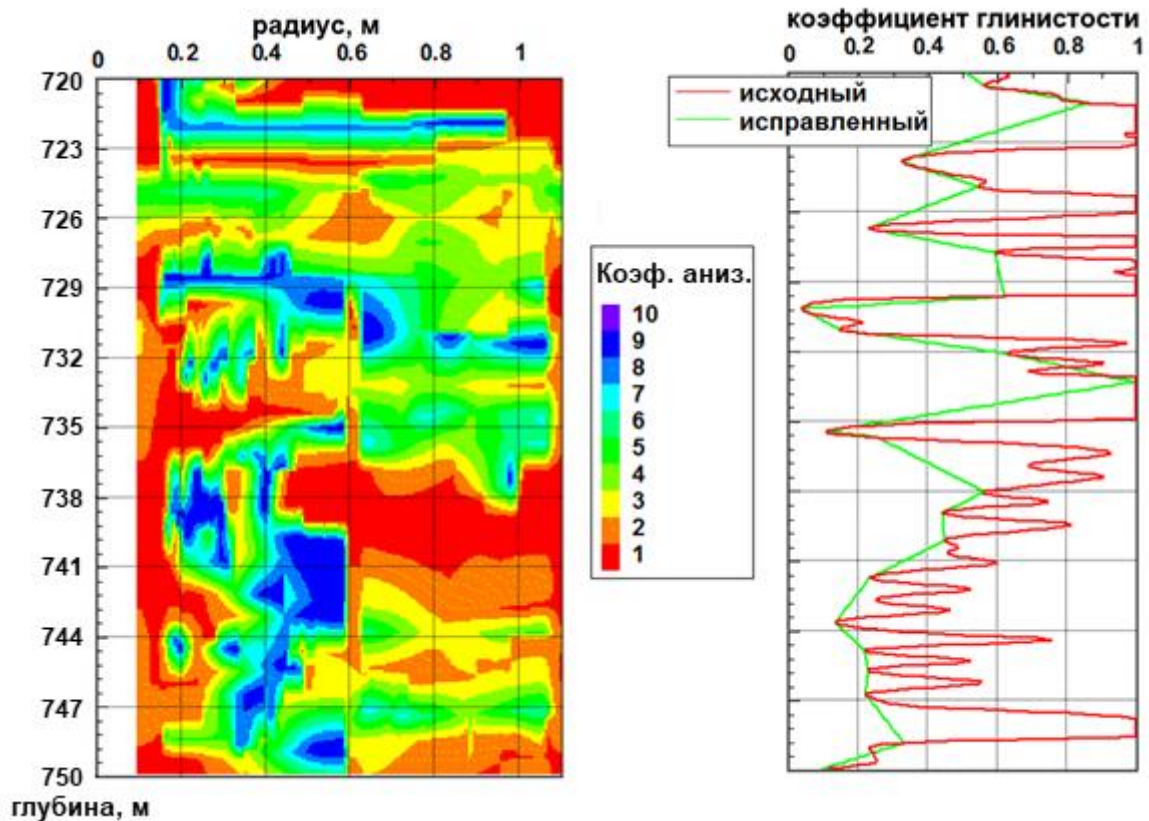


Рисунок 4.51 – Непрерывное распределение значения коэффициента анизотропии в зависимости от вертикальной и радиальной глубины (а), исходный и скорректированный коэффициент глинистости (б) для песчано-глинистого интервала 720 – 750 м

Таким образом, разработаны алгоритмы и программное обеспечение для определения УЭС и коэффициента анизотропии в зоне проникновения бурового раствора в пласт. В качестве дополнительного результата создан алгоритм коррекции объема глин. Алгоритмы протестированы на синтетических и скважинных данных. Используются данные следующих приборов: 3DeX (горизонтальное и вертикальное УЭС пласта), Micro-Laterolog (УЭС на стенке скважины), Gamma Ray (объем глин) и HDIL (в инверсии для определения горизонтального УЭС зоны проникновения). УЭС и коэффициент анизотропии на расстоянии от 10 см от стенки скважины обеспечивают определение правильного параметра водонасыщенности с использованием плотностных оценок по данным NMR/Nuclear, так как соответствуют глубине исследования этих приборов. Кроме того, электрофизические параметры зоны проникновения могут быть использованы

для определения проницаемости при обработке повторных измерений электромагнитного каротажа.

Полученные результаты по главе 4

Развиты методы интерпретации данных современных электромагнитных каротажных зондирований путем создания алгоритмов передачи данных, инверсии данных в реальном времени, определения углов наклона и вращения для прибора каротажа в процессе бурения методом переходных процессов, комплексирования данных различных каротажных методов для определения УЭС и анизотропии в прискважинной зоне и уточнения коэффициента глинистости.

1. Для оценки угла наклона и азимутального угла пластов и разработан метод фокусировки во временной области – Multi-Time Focusing (MTF) technique. Метод заключается в последовательном извлечении из измеренных сигналов сфокусированного MTF-сигнала, зависящего от некоторого эффективного УЭС однородной среды, вычисления углов наклона относительно пластов и вращения прибора из системы уравнений, связывающих MTF-сигналы с данными углами и принципиальными компонентами поля и вычисления истинного наклона и азимута пласта через углы относительного наклона и вращения прибора, инклинометрию и азимут скважины. Оценки углов способствуют надежной геонавигации, а также, в случае инверсии данных для сложной модели среды, позволяют существенно сократить ресурсоемкость инверсии и модельную эквивалентность. Метод протестирован на серии моделей в зависимости от наличия измеренных компонент поля. Обработка синтетических данных подтвердила эффективность разработанного алгоритма.

2. Разработан метод оперативной инверсии данных каротажа скважин МПП. Он состоит в трансформации измеренных сигналов в частотную область и применении к ним алгоритма инверсии, разработанного и используемого для измерений в частотной области, с целью определения сопротивлений пластов,

пересекаемых скважиной в процессе бурения и геонавигации. Этот метод позволяет существенно снизить время вычислений, так что инверсия будет проводиться в реальном времени. Важной особенностью метода является вычитание первичного поля из измеренной ЭДС. Это дает возможность использования относительно небольшого временного интервала для преобразования Фурье и восстановления частотного сигнала с хорошей точностью. Показано, что разрешающая способность преобразованных сигналов сравнима с разрешающей способностью исходных сигналов.

3. Разработаны методы сжатия данных каротажа скважин МПП для передачи на поверхность. Первый основан на сплайн-аппроксимации сигнала, второй состоит в конструировании и использовании ортогонального базиса в пространстве измерений и описании каждого сигнала как линейной комбинации векторов из этого базиса. Установлено, что для описания восстановления сигнала достаточно 6 – 11 значимых параметров. Представленные методы сжатия данных характеризуются простотой реализации, высокой скоростью, применимостью к различным трансформациям сигнала.

4) Разработан метод определения УЭС и коэффициента анизотропии в зоне проникновения бурового раствора в пласт и коррекции коэффициента глинистости.

Метод включает следующие шаги:

- а) вычисление кусочно-постоянного горизонтального УЭС в зоне проникновения на основе данных HDIL, известного горизонтального УЭС пласта (из инверсии HDIL или 3DeX) и скважинных условий;
- б) вычисление непрерывного горизонтального УЭС в зоне проникновения на основе кусочно-постоянного горизонтального УЭС в зоне проникновения, горизонтального УЭС пласта и УЭС на стенке скважины (из данных Micro-Log);
- в) вычисление УЭС пропластков, составляющих анизотропную формацию (например, глинистых и песчаных прослоев) на основе горизонтального и

вертикального УЭС пласта (из инверсии 3DeX) и оценки коэффициента глинистости (по Gamma Ray);

г) вычисление пределов изменения УЭС в зоне проникновения;

д) коррекция коэффициента глинистости на основе вычисленных пределов изменения УЭС в зоне проникновения;

е) вычисление параметра анизотропии в зависимости от радиальной глубины на основе непрерывного горизонтального УЭС, коэффициента глинистости и УЭС глин.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Главными результатами диссертационной работы являются решение прямых и обратных задач, высокоточные и быстрые вычислительные алгоритмы и компьютерные программы для моделирования и инверсии данных с анализом разрешающей способности методов электромагнитных зондирований, научное обоснование применения новых каротажных зондов для изучения анизотропных и дисперсионных свойств сложнопостроенных коллекторов, включая решение задач геонавигации с оценкой УЭС пластов в процессе бурения, а также развитие интерпретационной базы новых и современных каротажных комплексов, широко используемых в отечественной практике промысловой геофизики.

Во-первых, получены решения прямых задач и созданы вычислительные алгоритмы и компьютерные программы для тороидального источника и для смещенного с оси скважины магнитного диполя в слоистых средах. Высокая точность и быстродействие реализованных вычислительных алгоритмов достигается путем представления решения в виде, сокращающем число вычислительных операций, использования необходимой нормировки, применения схем эффективного интегрирования и суммирования, что позволяет обосновать оптимальные конфигурации зондов для изучения анизотропных и дисперсионных свойств сложно построенных коллекторов на основе полномасштабного моделирования электромагнитных сигналов. Создан комплекс программ численного моделирования электромагнитных сигналов в радиально и вертикально неоднородных моделях сред, что служит основой оперативной инверсии большого объема данных с анализом разрешающей способности современных каротажных комплексов.

Во-вторых, разработан комплекс алгоритмов и программ для численной инверсии и анализа пространственного разрешения систем измерений, что позволяет обосновать эффективность применения электромагнитных приборов для каротажа в процессе бурения при решении задач геонавигации с

оценкой УЭС пластов и выявления интервалов тонкой слоистости осадочных отложений, а также для комплекса данных электромагнитных и электрических каротажных зондирований – при определении коэффициента электрической анизотропии и частотно-зависимой диэлектрической проницаемости пластов для изучения сложнопостроенных геологических сред с оценкой характера насыщения пород-коллекторов. Комплекс программ инверсии данных и анализа разрешающей способности методов дает возможность исследователям проводить интерпретацию данных в вертикальных и наклонно-горизонтальных скважинах с построением обоснованной геоэлектрической модели и определением погрешностей восстановления модельных параметров. Преимуществом разработанных алгоритмов и программ является высокая скорость инверсии данных, позволяющая восстанавливать электрофизические параметры для построения непрерывного геоэлектрического изображения среды в масштабе реального времени.

В-третьих, развита интерпретационная база новых электромагнитных каротажных зондирований. Созданы новые методы инверсии и сжатия данных для прибора каротажа в процессе бурения методом переходных процессов, что обеспечивает возможность быстрой инверсии данных частотных зондирований, а также оценки угла наклона и азимутального угла пластов с помощью фокусировки измеренных сигналов. Оценки углов способствуют надежной геонавигации, а также, в случае инверсии данных для сложной модели среды, позволяют существенно сократить ресурсоемкость инверсии и снизить модельную эквивалентность. Представленные методы сжатия данных характеризуются простотой реализации, высокой скоростью, применимостью к различным трансформациям сигналов. Комплексование данных различных каротажных методов дает возможность определять УЭС и коэффициент анизотропии в прискважинной зоне и уточнять коэффициент глинистости. Вертикальное и горизонтальное УЭС, вычисленное на небольших глубинах, совпадающих с радиусом исследования ядерно-магнитного каротажа, улучшают оценки коэффициента водонасыщенности, а

радиальный профиль УЭС и коэффициент электрической анизотропии в зоне проникновения могут быть использованы для надежной оценки насыщения и коэффициента проницаемости при интерпретации данных повторных измерений электромагнитного каротажа. Созданное программное обеспечение для совместной обработки и инверсии данных расширяет возможности изучения скважин с помощью комплекса приборов многочастотных, многозондовых и многокомпонентных измерений, электрического имиджера и гамма-каротажа.

Таким образом, решения прямых задач, комплекс алгоритмов и программ оперативного моделирования, инверсии данных и анализа разрешающей способности современных методов электромагнитных каротажных зондирований, обоснование применения зондов при решении конкретных геофизических задач, а также новые методы инверсии, сжатия данных и комплексирования методов каротажных зондирований позволяют получить более точную и достоверную информацию о пространственном распределении электрофизических параметров, повысить эффективность исследования сложно построенных нефтегазовых коллекторов и увеличить пространственное разрешение систем каротажа при решении задач промысловой геофизики.

Несомненно, развитие интерпретационной базы современных каротажных зондирований на основе новых решений прямых и обратных задач необходимо продолжить, что особенно важно при реализации программ импортозамещения. Одной из наиболее интересных и востребованных задач является изучение электромагнитных сигналов и создание соответствующих процедур инверсии в средах с непрерывным пространственным изменением электрофизических свойств среды. В случае изменения свойств среды в одном направлении такая задача остается одномерной, при этом ее решение значительно усложняется за счет необходимости численного решения дифференциального уравнения при определении подынтегральной функции. Может оказаться полезной новая более естественная и удобная

параметризация при инверсии данных индукционных зондирований на основе интегральной электропроводности. А в случае появления токов, текущих в направлении непрерывного изменения УЭС (в радиальном или вертикальном направлении), например, для горизонтального магнитного диполя, в среде возникают объемные заряды, которые совершенно меняют привычные и изученные зависимости электромагнитного поля от электрофизических параметров. Развитие способов обработки и интерпретации данных может состоять в разработке новых быстрых алгоритмов для оперативной инверсии данных каротажа, реализуемых непосредственно в скважинном приборе, с последующей передачей результатов, что особенно важно для оперативного принятия решений при геонавигации. Этому могут способствовать высокопроизводительные параллельные вычисления с использованием многопроцессорных устройств, а также моделирование и инверсия данных каротажа в процессе бурения на основе нейронных сетей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аксельрод С.М. К измерению диэлектрической проницаемости горных пород в условиях скважины / С.М. Аксельрод // Прикладная геофизика. – 1968. – Вып. 52. – С. 180–191.
2. Аксельрод С.М. Интерпретация результатов индукционного каротажа / С.М. Аксельрод // Региональная разведочная и промысловая геофизика. – М.: ВИЭМС, 1981. – 52 с.
3. Аксельрод С.М. Каротаж в процессе бурения (по материалам американских публикаций) / С.М. Аксельрод // Каротажник. – 2001. – Вып. 85. – С. 103–121.
4. Аксельрод С.М. Влияние частотной дисперсии электрических свойств горных пород на результаты определения удельного сопротивления пластов (по материалам зарубежной литературы) / С.М. Аксельрод // Каротажник. – 2007. – Вып. 163. – С. 103–126.
5. Аксельрод С.М. Методы опережающей навигации при бурении горизонтальных скважин (по материалам зарубежной литературы) / С.М. Аксельрод // Каротажник. – 2012. – Вып. 219. – С. 87–122.
6. Анализ и инверсия каротажных диаграмм в системе МФС ВИКИЗ-98 / И.Н. Ельцов [и др.] // Каротажник. – 2000. – Вып. 73. – С. 70–84.
7. Анализ методических возможностей многозондовых комплексов ИК / М.П. Пасечник [и др.] // Каротажник. – 1998. – Вып. 46. – С. 18–33.
8. Антонов Ю.Н. К обоснованию высокочастотного индукционного каротажа для изучения неоднородных пластов-коллекторов / Ю.Н. Антонов // Электромагнитные методы исследований скважин. – Новосибирск: Наука, 1979. – С. 3–34.
9. Антонов Ю.Н. Изопараметрическое каротажное зондирование / Ю.Н. Антонов // Геология и геофизика. – 1980. – № 6. – С. 81–91.

10. Антонов Ю.Н. Вертикальные характеристики изопараметрического каротажного зондирования / Ю.Н. Антонов // Геология и геофизика. – 1981. – № 5. – С. 123–129.
11. Антонов Ю.Н. Моделирование зондов изопараметрического каротажного зондирования / Ю.Н. Антонов, В.С. Кривоупцкий // Геология и геофизика. – 1981. – № 10. – С. 127–131.
12. Антонов Ю.Н. Первые результаты индукционного изопараметрического зондирования / Ю.Н. Антонов, С.С. Жмаев // Геология и геофизика. – 1982. – № 5. – С. 49–56.
13. Антонов Ю.Н. Первый опыт электромагнитного зондирования в Западной Сибири / Ю.Н. Антонов, С.С. Жмаев, В.Н. Расторгуев // Геология и геофизика. – 1983. – № 9. – С. 62–67.
14. Антонов Ю.Н. Окаймляющая зона как признак подвижной нефти в терригенных коллекторах / Ю.Н. Антонов, Л.В. Сметанина, И.В. Михайлов // Каротажник. – 2012. – Вып. 216. – С. 16–40.
15. Антонов Ю.Н. Высокочастотный индукционный каротаж / Ю.Н. Антонов, Б.И. Приворотский. – Новосибирск: Наука, 1983. – 260 с.
16. Антонов Ю.Н. Устройство для электромагнитного каротажа скважин / Ю.Н. Антонов // Пат. Рос. Федерация № 2063053, опубл. 27.06.1996.
17. Антонов Ю.Н. Эффективность и перспективы метода ВИКИЗ / Ю.Н. Антонов, М.И. Эпов, К.Н. Каюров // Каротажник. – 1998. – Вып. 53. – С. 30–51.
18. Антонов Ю.Н. Практика ВИКИЗ в горизонтальных скважинах с солевыми биополимерными растворами / Ю.Н. Антонов, М.И. Эпов, К.Н. Каюров // Каротажник. – 2006. – Вып. 150. – С. 3–21.
19. Аппаратура и интерпретационная база электромагнитного каротажа в процессе бурения / К.Н. Каюров, ..., М.Н. Никитенко // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 12. – С. 112–115.

20. Аппаратурный комплекс СКЛ для каротажа в нефтегазовых скважинах и его интерпретационная база / К.Н. Каюров, ..., М.Н. Никитенко [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 9. – С. 38–43.
21. Борисов Г.А. Электромагнитное возбуждение цилиндрически-слоистой среды различными источниками / Г.А. Борисов, В.С. Могилатов // Сибирский журнал индустриальной математики. – 2002. – Т. 5 – № 3. – С. 53–66.
22. Брылкин Ю.Л. О диэлектрической проницаемости горных пород осадочного происхождения / Ю.Л. Брылкин, Л.И. Дубман // Геология и геофизика. – 1972. – № 1. – С. 117–121.
23. Брылкин Ю.Л. О диэлектрической проницаемости влажных песчаных пород / Ю.Л. Брылкин, Л.И. Дубман // Электромагнитные методы исследования скважин. – Новосибирск: Наука, 1979. – С. 233–242.
24. Булаев В.И. Сжатие геофизических данных с применением Вейвлет-преобразования и нейронных сетей / В.И. Булаев, Р.А. Мунасыпов // Вестник УГАТУ. – 2008. – Т. 11. – № 1. – С. 200–207.
25. Бурсиан В.Р. Теория электромагнитных полей, применяемых в электроразведке / В.Р. Бурсиан. – Л.: Недра, 1972. – 368 с.
26. Вержбицкий В.В. Результаты испытаний модуля 4ИК-73Г в горизонтальных скважинах треста «Сургутнефтегеофизика» / В.В. Вержбицкий, В.А. Девицин, О.М. Снежко // Каротажник. – 1999. – Вып. 57. – С. 87–97.
27. Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование: метод. рекомендации / сост. Ю.Н. Антонов, С.С. Жмаев. – Новосибирск: ИГиГ СО АН СССР, 1979. – 104 с.
28. Высокочастотный электромагнитный каротаж в процессе бурения применительно к изучению макроанизотропных свойств тонкослоистых интервалов осадочных пород [Электронный ресурс] // М.Н. Никитенко [и др.] // Российская нефтегазовая техническая

- конференция и выставка SPE (Москва, 24–26 октября 2016 г): материалы конференции. – Москва, 2016. – Статья SPE-182088-RU.
29. Глинских В.Н. Анализ пространственной чувствительности относительных характеристик в задачах высокочастотного электромагнитного каротажа / В.Н. Глинских, М.И. Эпов // Геология и геофизика. – 2005. – Т. 46. – № 11. – С. 1168–1175.
30. Глинских В.Н. Анализ чувствительностей и эквивалентностей зондов электромагнитного каротажа на основе двумерного моделирования / В.Н. Глинских, М.И. Эпов // Каротажник. – 2006. – Вып. 150. – С. 64–83.
31. Глинских В.Н. Двумерная реконструкция геоэлектрического изображения по данным высокочастотного электромагнитного каротажа / В.Н. Глинских, М.И. Эпов // Каротажник. – 2006. – Вып. 147. – С. 58–68.
32. Глинских В.Н. Новый подход к моделированию и инверсии данных электромагнитного каротажа в тонкослоистых коллекторах / В.Н. Глинских, М.И. Эпов // Геофизический журнал. – 2009. – Т. 31. – № 4. – С. 119–127.
33. Глинских В.Н. Численное моделирование диаграмм электромагнитного каротажа при описании электропроводности тонкослоистых коллекторов непрерывными функциями // В.Н. Глинских, М.И. Эпов / Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 8. – С. 941–949.
34. Глинских В.Н. Моделирование и инверсия данных электромагнитных зондирований в пластах конечной мощности, вскрытых на биополимерных и нефтяных буровых растворах / В.Н. Глинских, М.Н. Никитенко, М.И. Эпов // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 11. – С. 1803–1813.
35. Глинских В.Н. Теоретико-алгоритмическая база и компьютерное моделирование данных диэлектрического каротажа для изучения частотного спектра электрофизических параметров геологической среды / В.Н. Глинских, М.Н. Никитенко // Вестник НГУ: Информационные технологии. – 2018. – Т. 16. – № 4. – С. 41–55.

36. Горбатенко А.А. Моделирование влияния неровностей стенки скважины и эксцентриситета каротажного зонда на показания высокочастотного электромагнитного каротажного зондирования в скважинах с высокопроводящим раствором / А.А. Горбатенко, Ф.В. Вологдин, К.В. Сухорукова // Каротажник. – 2013. – Вып. 224. – С. 54–64.
37. Горбатенко А.А. Особенности сигналов высокочастотного электромагнитного каротажа в наклонных и горизонтальных скважинах / А.А. Горбатенко, К.В. Сухорукова // Каротажник. – 2014. – Вып. 245. – С. 42–55.
38. Градштейн И.С. Таблицы интегралов, рядов и произведений / И.С. Градштейн, И.М. Рыжик. – Москва: Физматгиз, 1962. – 1100 с.
39. Даев Д.С. Высокочастотные электромагнитные методы исследования скважин / Д.С. Даев. – М.: Недра, 1974. – 192 с.
40. Даев Д.С. О высокочастотном индукционном каротаже / Д.С. Даев, С.Б. Денисов // Разведочная геофизика. – 1970. – Вып. 42. – С. 106–123.
41. Даев Д.С. Аппаратура волнового электромагнитного каротажа / Д.С. Даев, С.Б. Денисов // Геофизическая аппаратура. – 1971. – Вып. 45. – С. 107–112.
42. Даев Д.С. Измерение удельного сопротивления пород методом волнового каротажа проводимости / Д.С. Даев, С.Б. Денисов, А.И. Костин // Проблемы нефти и газа Тюмени. – 1977. – Вып. 33. – С. 3–7.
43. Дахнов В.Н. Интерпретация каротажных диаграмм / В.Н. Дахнов. – М.–Л.: Гостоптехиздат, 1941. – 496 с.
44. Дворецкий П.И. Электромагнитные и гидродинамические методы при освоении нефтегазовых месторождений / П.И. Дворецкий, И.Г. Ярмахов. – М.: Недра, 1998. – 318 с.
45. Двухчастотная аппаратура волнового диэлектрического каротажа / Д.С. Даев [и др.] // Геофизическая аппаратура. – 1977. – Вып. 62. – С. 101–108.

46. Денисов С.Б. Определение коллекторских параметров пластов по данным диэлектрического каротажа в карбонатных разрезах / С.Б. Денисов // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1981. – Вып. 11. – С. 29–32.
47. Денисов С.Б. Высокочастотные электромагнитные методы исследования нефтяных и газовых скважин / С.Б. Денисов. – М.: Недра, 1986. – 142 с.
48. Денисов С.Б. Некоторые результаты опробования метода волнового каротажа проводимости зондированием / С.Б. Денисов, А.И. Костин, Р.Г. Темиргалеев // Проблемы нефти и газа Тюмени. – 1978. – Вып. 37. – С. 8–10.
49. Денисов С.Б. Интерпретация кривых волнового диэлектрического каротажа в пластах ограниченной мощности / С.Б. Денисов, С.К. Макагонова // Прикладная геофизика. – 1978. – Вып. 92. – С. 189–196.
50. Денисов С.Б. Принципы интерпретации данных диэлектрического каротажа при измерении нескольких характеристик электрического поля / С.Б. Денисов, С.К. Макагонова // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1981. – Вып. 2. – С. 38–42.
51. Диэлектрическая релаксация в глинистых нефтесодержащих породах / М.И. Эпов [и др.] // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 9. – С. 1302–1309.
52. Дмитриев В.И. Общий метод расчета электромагнитного поля в слоистой среде / В.И. Дмитриев // Вычислительные методы и программирование. – 1968. – Вып. 10. – С. 55–65.
53. Дмитриев В.И. Осесимметричное электромагнитное поле в цилиндрической слоистой среде / В.И. Дмитриев // Физика Земли. – 1971. – № 11. – С. 56–61.
54. Добрынин В.М. Петрофизика (физика горных пород): Учеб. для вузов / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Д.А. Кожевников. – М.: Нефть и газ, 2004. – 368 с.
55. Ельцов И.Н. Петрофизическая интерпретация повторных электромагнитных зондирований в скважинах / И.Н. Ельцов,

- Г.В. Нестерова, А.А. Кашеваров // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 6. – С. 852–861.
56. Ельцов И.Н. Моделирование зоны проникновения при использовании буровых растворов на водной и нефтяной основе / И.Н. Ельцов, Г.В. Нестерова, А.А. Кашеваров // Прикладная механика и техническая физика. – 2012. – Т. 4. – С. 97–104.
57. Ельцов И.Н. Комплексная геоэлектрическая и гидродинамическая модель зоны проникновения / И.Н. Ельцов, М.И. Эпов, А.А. Кашеваров // Геофизический вестник. – 2004. – № 4. – С. 13–19.
58. Ельцов Т.И. Быстрый алгоритм вычисления кажущихся сопротивлений по сигналам индукционного каротажа / Т.И. Ельцов, М.Н. Никитенко, С.А. Терентьев // Каротажник. – 2013. – Вып. 228. – С. 63–72.
59. Ельцов Т.И. Низкочастотные диэлектрические спектры пород, насыщенных водонефтяной смесью / Т.И. Ельцов, В.Н. Доровский, Д.Н. Гапеев // Геология и геофизика. – 2014. – Т. 55. – № 8. – С. 1270–1281.
60. Еремин В.Н. Аппаратурно-методическое обеспечение электромагнитного каротажа в процессе бурения / В.Н. Еремин, Ю.М. Волканин, А.В. Тарасов // Каротажник. – 2013. – Вып. 226. – С. 62–69.
61. Жданов М.С. Теория обратных задач и регуляризации в геофизике / М.С. Жданов. – М.: Научный мир, 2007. – 712 с.
62. Жмаев С.С. Вертикальные характеристики зондов ВИКИЗ / С.С. Жмаев // всероссийская научно-практическая конференция «Пути развития и повышения эффективности электрических и электромагнитных методов изучения нефтегазовых скважин» (Новосибирск, 27–30 сентября 1999 г.): материалы конференции. – Новосибирск, 1999. – С. 230–235.
63. Жмаев С.С. Метрологическое обеспечение аппаратуры ВИКИЗ / С.С. Жмаев, В.Н. Ульянов, Э.А. Абросимов // Каротажник. – 1998. – Вып. 51. – С. 80–85.

64. Зверев Г.Н. Метод информационной модели в теории индукционного каротажа / Г.Н. Зверев // Известия вузов. Геология и разведка. – 1965. – № 10. – С. 125–130.
65. Зверев Г.Н. Задача анализа в теории индукционного каротажа / Г.Н. Зверев // Известия вузов. Геология и разведка. – 1965. – № 11. – С. 120–127.
66. Зверев Г.Н. К проблеме анализа и синтеза информационных геофизических систем / Г.Н. Зверев, В.В. Гамбургер // Известия вузов. Геология и разведка. – 1971. – № 11. – С. 111–117.
67. Зефирова Н.Н. Инструкция по интерпретации данных индукционного каротажа / Н.Н. Зефирова, В.Е. Фоменко, Н.С. Оникиенко. – М.: ВНИИГеофизика, 1977. – 58 с.
68. Игнатов В.С. Влияние эксцентриситета зонда на сигналы высокочастотного электромагнитного каротажа / В.С. Игнатов, К.В. Сухорукова // Каротажник. – 2009. – Вып. 182. – С. 101–110.
69. Измерение параметров пластов разноглубинными зондами волнового каротажа проводимости / Д.С. Даев [и др.] // Проблемы нефти и газа Тюмени. – 1978. – Вып. 37. – С. 3–8.
70. Изучение электрической макроанизотропии интервалов наклонно-горизонтальных скважин по данным высокочастотного индукционного каротажа в процессе бурения / М.И. Эпов, М.Н. Никитенко [и др.] // Каротажник. – 2016. – Вып. 269. – С. 94–109.
71. Интерпретация геофизических измерений в скважинах с учетом гидродинамических и геомеханических процессов в зоне проникновения / И. Н. Ельцов [и др.] // Доклады РАН. – 2012. – Т. 445. – № 6. – С. 677–680.
72. Исследование возможностей электрического и электромагнитного каротажа в электрически макроанизотропных пластах, вскрытых наклонно-горизонтальными скважинами / М.И. Эпов [и др.] // Каротажник. – 2016. – Вып. 260. – С. 64–79.

73. Исследование диэлектрической проницаемости нефтесодержащих пород в диапазоне частот 0.05–16 ГГц / М.И. Эпов [и др.] // Геология и геофизика. – 2009. – Т. 50. – № 5. – С. 613–618.
74. К обоснованию электрических фокусирующих каротажных зондирований / В.Х. Фролов [и др.] // Геология и геофизика. – 2006. – Т. 47. – № 2. – С. 292–300.
75. Кабанихин С.И. Обратные и некорректные задачи / С.И. Кабанихин. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2018. – 512 с.
76. Каринский А.Д. Решения прямых задач о поле тороидальной антенны в анизотропной среде / А.Д. Каринский // Физика Земли. – 2003. – № 1. – С. 9–20.
77. Каринский А.Д. Электромагнитное поле различных источников в цилиндрически–слоистой модели анизотропной среды / А.Д. Каринский // Геофизика. – 2005. – № 6. – С. 46–54.
78. Каринский А.Д. Влияние электрической анизотропии горных пород на результаты высокочастотного электромагнитного каротажа / А.Д. Каринский, Д.С. Даев // Геофизика. – 2008. – № 6. – С. 46–51.
79. Кауфман А.А. Теория индукционного каротажа / А.А. Кауфман. – Новосибирск: Наука, 1965. – 236 с.
80. Кауфман А.А. Индукционный каротаж методом переходных процессов / А.А. Кауфман // Геология и геофизика. – 1969. – № 7. – С. 125–131.
81. Кауфман А.А. Диэлектрический индуктивный каротаж / А.А. Кауфман, Ю.Н. Антонов. – Новосибирск: Наука, 1971. – 140 с.
82. Кауфман А.А. Теория индукционного каротажа методом переходных процессов / А.А. Кауфман, В.П. Соколов. – Новосибирск: Наука, 1972. – 128 с.
83. Кауфман А.А. Нестационарное электромагнитное поле вертикального магнитного диполя в пластах ограниченной мощности / А.А. Кауфман, С.А. Терентьев // Физика Земли. – 1971. – № 9. – С. 85–87.

84. Кауфман А.А. Радиальные характеристики индукционных зондов, смещенных с оси скважины // А.А. Кауфман, А.М. Каганский, В.С. Кривоуцкий // Геология и геофизика. – 1974. – № 7. – С. 102–106.
85. Кнеллер Л.Е. Решение прямой и обратной задач электрокаротажа для радиально-неоднородных сред / Л.Е. Кнеллер, А.П. Потапов // Геология и геофизика. – 1989. – № 1. – С. 88–96.
86. Кнеллер Л.Е. Обратная задача электромагнитного каротажа для сред с радиальным градиентом электропроводности / Л.Е. Кнеллер, А.П. Потапов // Передовой научно-производственный опыт, рекомендуемый для внедрения в геологоразведочной отрасли. – М.: ВИЭМС, 1989. – Вып. 8. – С. 11–18.
87. Кнеллер Л.Е. Решение прямой и обратной задач индукционного каротажа с учетом вертикальной и радиальной неоднородности геоэлектрического разреза / Л.Е. Кнеллер, А.П. Потапов // Известия вузов. Геология и разведка. – 1990. – № 9. – С. 95–102.
88. Кнеллер Л.Е. Автоматизированное определение удельного электрического сопротивления в тонкослоистом разрезе по комплексу зондов электрокаротажа / Л.Е. Кнеллер, А.П. Потапов // Прикладная геофизика. – 1992. – Вып. 127. – С. 116–127.
89. Кнеллер Л.Е. Комплексная интерпретация материалов ГИС на основе библиотеки петрофизических моделей и оптимизации / Л.Е. Кнеллер, Я.С. Гайфуллин // Каротажник. – 1996. – Вып. 24. – С. 50–55.
90. Кнеллер Л.Е. Анализ возможностей различных комплексов зондов электрического и электромагнитного каротажа при определении сопротивлений в условиях слоистого разреза с учетом влияния зон проникновения / Л.Е. Кнеллер, А.П. Потапов, И.Л. Кнеллер // всероссийская научно-практическая конференция «Пути развития и повышения эффективности электрических и электромагнитных методов изучения нефтегазовых скважин» (Новосибирск, 27–30 сентября 1999 г.): материалы конференции. – Новосибирск, 1999. – С. 31–36.

91. Копытов Е.В. Инверсия данных высокочастотного электромагнитного каротажа в сильнонаклонных скважинах с определением электрической анизотропии / Е.В. Копытов, К.В. Сухорукова, М.Н. Никитенко // Каротажник. – 2018. – Вып. 290. – С. 39–57.
92. Корн Г. Справочник по математике / Г. Корн, Т. Корн. – М.: Наука, 1984. – 831 с.
93. Кошкина Ю.И. Разработка и реализация алгоритмов 2D-инверсии данных электромагнитного каротажа / Ю.И. Кошкина // российская научно-техническая конференция «Обработка информационных сигналов и математическое моделирование» (Новосибирск, 23–24 мая 2013 г.): материалы конференции. – Новосибирск, 2013. – С. 59–62.
94. Марков Г.Т. Возбуждение электромагнитных волн / Г.Т. Марков, А.Ф. Чаплин. – М.: Радио и связь, 1983. – 295 с.
95. Мартышко П.С. Обратные задачи электромагнитных геофизических полей / П.С. Мартышко. – Екатеринбург: Изд-во УрО РАН, 1996. – 144 с.
96. Математическое и физическое моделирование сигналов электромагнитного зонда для изучения макроанизотропии осадочных отложений [Электронный ресурс] / М.И. Эпов, ..., М.Н. Никитенко [и др.] // 19-я конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «Геомодель 2017» (Геленджик, 11–14 сентября 2017 г.): расширенные тезисы. – Геленджик, 2017. – Статья 43809.
97. Метод вероятностных сверток интерпретации данных электромагнитного зондирования пластов / М.И. Эпов [и др.] // Прикладная механика и техническая физика. – 2003. – Т. 44. – № 6. – С. 56–63.
98. Метод частотно-геометрической фокусировки в диэлектрическом индукционном каротаже: метод. рекомендации / сост. Ю.Н. Антонов, Л.А. Табаровский, И.М. Панич. – Новосибирск: ИГиГ СО АН СССР, 1969. – 48 с.

99. Методические рекомендации по комплексной интерпретации данных БКЗ, БК, ИК (с комплектом палеток) / Е.В. Чаадаев [и др.]. – Калинин: НПО «Союзпромгеофизика», 1990. – 76 с.
100. Многозондовые комплексы индукционного каротажа / В.А. Девицин [и др.] // Каротажник. – 1997. – Вып. 30. – С. 24–33.
101. Могилатов В.С. Возбуждение электромагнитного поля в слоистой Земле горизонтальным токовым листом / В.С. Могилатов // Известия РАН. Физика Земли. – 1998. – № 5. – С. 45–53.
102. Могилатов В.С. Математическое моделирование задач наземно-скважинной электроразведки / В.С. Могилатов // Геология и геофизика. – 1983. – № 3. – С. 111–116.
103. Могилатов В.С. Возбуждение слоистых геоэлектрических сред гармоническим магнитным током / В.С. Могилатов, Г.А. Борисов // Сибирский журнал индустриальной математики. – 2003. – Т. 6. – № 1. – С. 77–87.
104. Могилатов В.С. Универсальное математическое обеспечение для индукционного каротажа / В.С. Могилатов, В.В. Потапов // Каротажник. – 2014. – Вып. 246. – С. 76–90.
105. Мосин А.П. Некоторые вопросы обоснования электромагнитного каротажа методом переходных процессов / А.П. Мосин, В.С. Могилатов // Каротажник. – 2015. – Вып. 258. – С. 63–80.
106. Мосин А.П. Средства математического анализа электромагнитного каротажа методом переходных процессов в цилиндрически-слоистой среде / А.П. Мосин, В.С. Могилатов // Каротажник. – 2018. – Вып. 288. – С. 73–84.
107. Некоторые вопросы теории и интерпретации материалов геофизических исследований скважин / Л.Е. Кнеллер [и др.] // Каротажник. – 2001. – Вып. 82. – С.188–205.

108. Нестерова Г.В. Математические модели электропроводности двухкомпонентных сред и формула Арчи (по материалам публикаций) / Г.В. Нестерова // Каротажник. – 2008. – Вып. 175. – С. 81–101.
109. Нечаев О.В. Быстрый прямой метод решения обратной задачи электрического каротажа в нефтегазовых скважинах / О.В. Нечаев, В.Н. Глинских // Вестник НГУ: Информационные технологии. – 2017. – № 15. – С. 53–63.
110. Нечаев О.В. Использование модифицированного алгоритма DIRECT для решения обратной задачи БКЗ [Электронное издание] / О.В. Нечаев, М.И. Эпов // VI Всероссийская школа-семинар имени М.Н. Бердичевского и Л.Л. Ваньяна по электромагнитным зондированиям Земли «ЭМЗ-2013» (Новосибирск, 2–6 сентября 2013 г.): материалы школы-семинара. – Новосибирск, 2013.
111. Никитенко М.Н. Экспресс-интерпретация данных ВИКИЗ, полученных в наклонно-горизонтальных скважинах / М.Н. Никитенко // всероссийская научно-практическая конференция «Состояние и пути развития высокочастотного электромагнитного каротажа» (Новосибирск, 27–30 апреля 1998 г.): материалы конференции. – Новосибирск, 1998. – С. 49–51.
112. Никитенко М.Н. Измерение относительной амплитуды магнитного поля зондами ВИКИЗ / М.Н. Никитенко, М.И. Эпов // Каротажник. – 2008. – Вып. 174. – С. 21–35.
113. Никитенко М.Н. Новый подход к оценке удельного сопротивления пластов по данным ВИКИЗ / М.Н. Никитенко, А.В. Шлык // Каротажник. – 2005. – Вып. 135. – С. 93–99.
114. Никитенко М.Н. Программа для ЭВМ «Inv_EM_hog» численной инверсии данных электрического и электромагнитного каротажа в наклонных и горизонтальных скважинах / М.Н. Никитенко, В.Н. Глинских, К.В. Сухорукова // Свид-во о гос. регистрации программы для ЭВМ № 2016614990, опубл. 12.05.2016.

115. Никитина В.Н. Общее решение осесимметричной задачи теории индукционного каротажа / В.Н. Никитина // Известия АН СССР. Серия геофизическая. – 1960. – № 4. – С. 607–616.
116. Новый аппаратный комплекс геофизического каротажа СКЛ и программно-методические средства интерпретации EMF Pro / М.И. Эпов [и др.] // Бурение и нефть. – 2010 – № 2. – С. 16–19.
117. Новый программно-аппаратурный девятизондовый комплекс высокочастотного электромагнитного каротажа / А.Н. Петров [и др.] // всероссийская научно-практическая конференция «Пути развития и повышения эффективности электрических и электромагнитных методов изучения нефтегазовых скважин» (Новосибирск, 27–30 сентября 1999 г.): материалы конференции. – Новосибирск, 1999. – С. 122–130.
118. Новый электромагнитный зонд для высокоразрешающего каротажа: от теоретического обоснования до скважинных испытаний / М.И. Эпов, ..., М.Н. Никитенко [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 11. – С. 23–27.
119. Обработка, визуализация и интерпретация геофизических исследований в скважинах в системе EMF Pro: Учеб. пособие [Электронный ресурс] / И.Н. Ельцов [и др.]. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2016. – 94 с.
120. Онегова Е.В. Трехмерное моделирование нестационарного электромагнитного поля для задач геонавигации горизонтальных скважин / Е.В. Онегова, М.И. Эпов // Геология и геофизика. – 2011. – Т. 52. – № 7. – С. 925–930.
121. Основные результаты внедрения аппаратуры многозондового индукционного каротажа ВИКИЗ и ИКЗ в Ноябрьском нефтегазоносном районе / Ж.А. Поздеев [и др.] // Каротажник. – 1999. – Вып. 59. – С. 95–101.
122. Особенности высокочастотных индукционных каротажных зондирований в скважинах с горизонтальным завершением / М.И. Эпов, ..., М.Н. Никитенко [и др.] // Геология и геофизика. – 1998. – Т. 39. – № 5. – С. 649–656.

123. Особенности количественной интерпретации данных электрического и электромагнитного каротажа / К.В. Сухорукова, М.Н. Никитенко [и др.] // четвертая научно-практическая конференция «Проблемы нефтегазового комплекса Западной Сибири и пути повышения его эффективности» (Тюмень, 24–26 октября 2016 г.): сборник докладов. – Тюмень, 2017. – С. 111–120.
124. Панич И.М. Исследование возможностей импедансных зондов и зондов с частотно-геометрической фокусировкой токов проводимости при диэлектрическом каротаже скважин / И.М. Панич // автореф. дис. ... канд. техн. наук: 04.00.12. – Новосибирск, 1979. – 19 с.
125. Петров А.М. Определение анизотропии удельного электрического сопротивления высокоомных отложений по данным бокового каротажного зондирования в вертикальных скважинах / А.М. Петров, К.В. Сухорукова, О.В. Нечаев // XII международная выставка и научный конгресс «Интерэкспо Гео-Сибирь 2016» (Новосибирск, 18–22 апреля 2016 г.): сборник материалов. – Новосибирск, 2016. – Т. 1. – С. 229–233.
126. Плюснин М.И. Индукционный каротаж / М.И. Плюснин. – М.: Недра, 1968. – 142 с.
127. Плюснин М.И. К обоснованию индукционного каротажа по методу переходных процессов / М.И. Плюснин, Б.И. Вильге. Известия вузов. Геология и разведка. – 1969. – № 5. – С. 158–165.
128. Потапов А.П. Решение прямой и обратной задач индукционного каротажа для сред с произвольным и дискретным распределением проводимости по глубине / А.П. Потапов, Л.Е. Кнеллер // Геология и геофизика. – 1990. – № 5. – С. 122–130.
129. Потапов А.П. Определение удельного электрического сопротивления пластов по данным ВИКИЗ в условиях тонкослоистого разреза / А.П. Потапов, Л.Е. Кнеллер // Каротажник. – 1997. – Вып. 52. – С. 62–67.
130. Потапов А.П. Программное обеспечение для определения удельного сопротивления по данным высокочастотного индукционного каротажного

- зондирования (ВИКИЗ) в тонкослоистом разрезе / А.П. Потапов, Л.Е. Кнеллер // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1997. – № 6. – С. 27–31.
131. Поточечная экспресс-процедура оценки электрических параметров разреза по данным многозондовых комплексов индукционного каротажа / М.П. Пасечник [и др.] // Каротажник. – 1998. – Вып. 45. – С. 43–49.
132. Предложения по повышению достоверности интерпретации материалов ГИС для условий Западной Сибири / Л.Е. Кнеллер [и др.] // Каротажник. – 1997. – Вып. 41. – С. 31–40.
133. Программная библиотека процедур интерпретации данных гальванического и индукционного каротажа «Emfcore» / В.А. Бердов, ..., М.Н. Никитенко [и др.] // Свид-во о гос. регистрации программы для ЭВМ № 2015616520, опубл. 11.06.2015.
134. Программная библиотека процедур интерпретации данных гальванического и индукционного каротажа «Emfcore v2» / С.С. Баранова, ..., М.Н. Никитенко [и др.] // Свид-во о гос. регистрации программы для ЭВМ № 2015616581, опубл. 15.06.2015.
135. Прудников А.П. Интегралы и ряды / А.П. Прудников, Ю.А. Брычков, О.И. Маричев. – М.: Наука, 1981. – 800 с.
136. Пути повышения достоверности определения электрических параметров разрезов разведочных скважин Западной Сибири / В.А. Девицин [и др.] // Каротажник. – 1997. – Вып. 41. – С. 16–31.
137. Ратушняк А.Н. Физико-теоретические и экспериментальные основы индуктивных методов исследований скважин / А.Н. Ратушняк, В.К. Теплухин. – Екатеринбург: УрО РАН, 2017. – 124 с.
138. Светов Б.С. Электродинамические основы квазистационарной геоэлектрики / Б.С. Светов. – М.: ИЗМИРАН, 1984. – 183 с.
139. Светов Б.С. Аналитические решения электродинамических задач / Б.С. Светов, В.П. Губатенко. – М.: Недра, 1988. – 344 с.

140. Сигналы электрического и электромагнитного каротажа в наклонной скважине по данным численного моделирования / К.В. Сухорукова [и др.] // Каротажник. – 2016. – Вып. 270. – С. 87–97.
141. Сигналы электромагнитного каротажа в процессе бурения и их численная инверсия / М.И. Эпов, М.Н. Никитенко [и др.] // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2014. – № 3. – С. 49–55.
142. Сидоров В.А. Скважинные дефектоскопы-толщинометры для исследования многоколонных скважин / В.А. Сидоров // Каротажник. – 1996. – Вып. 24. – С. 83–94.
143. Совместная численная инверсия данных индукционных и гальванических каротажных зондирований в моделях геологических сред с осевой симметрией / И.В. Михайлов, ..., М.Н. Никитенко [и др.] // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58. – № 6. – С. 935–947.
144. Сохранов Н.Н. Обработка и интерпретация с помощью ЭВМ результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин / Н.Н. Сохранов, С.М. Аксельрод. – М.: Недра, 1984. – 255 с.
145. Суродина И.В. Трехмерное математическое моделирование гармонических электромагнитных полей в задачах каротажа в наклонно-горизонтальных скважинах / И.В. Суродина, М.И. Эпов, С.В. Мартаков // международная конференция по вычислительной математике «МКВМ-2004» (Новосибирск, 21–25 июня 2004 г.): материалы конференции. – Новосибирск, 2004. – Ч. 2. – С. 699–703.
146. Суродина И.В. Влияние биополимерных буровых растворов на диаграммы высокочастотного электромагнитного каротажа / И.В. Суродина, М.И. Эпов // Геология и геофизика. – 2012. – Т. 53. – № 8. – С. 1062–1069.
147. Сухорукова К.В. Особенности трансформации сигналов электромагнитного каротажа в кажущуюся диэлектрическую проницаемость / К.В. Сухорукова, Д.А. Литвиченко // Каротажник. – 2017. – Вып. 276. – С. 51–64.

148. Сухорукова К.В. Численная инверсия сигналов бокового каротажного зондирования на основе двумерной анизотропной модели / К.В. Сухорукова, О.В. Нечаев, А.М. Петров // XI международный научный конгресс и выставка «Интерэкспо Гео-Сибирь 2015» (Новосибирск, 13–25 апреля 2015 г.): сборник материалов. – Новосибирск, 2015. – Т. 2. – С. 259–263.
149. Сухорукова К.В. Численный анализ измерений ВИКИЗ и ВЭМКЗ на Телецком озере / К.В. Сухорукова, А.Н. Петров, М.Н. Никитенко // Каротажник. – 2007. – Вып. 158. – С. 30–38.
150. Табаровский Л.А. Применение метода интегральных уравнений в задачах геоэлектрики / Л.А. Табаровский. – Новосибирск: Наука, 1975. – 144 с.
151. Табаровский Л.А. Электромагнитное поле гармонического источника в анизотропной цилиндрически-слоистой среде / Л.А. Табаровский, А.М. Каганский, М.И. Эпов // Геология и геофизика. – 1976. – № 3. – С. 94–99.
152. Табаровский Л.А. Электромагнитные поля поперечно-электрического и поперечно-магнитного типа в многослойных средах / Л.А. Табаровский // Электромагнитные методы исследования скважин. – Новосибирск: Наука, 1979. – С. 225–233.
153. Табаровский Л.А. Геометрическая и частотная фокусировка при изучении анизотропных пластов / Л.А. Табаровский, М.И. Эпов // Электромагнитные методы исследования скважин. – Новосибирск: Наука, 1979. – С. 67–129.
154. Табаровский Л.А. Решение задачи бокового каротажного зондирования в наклонных скважинах методом интегральных уравнений / Л.А. Табаровский, Ю.А. Дашевский // Геология и геофизика. – 1976. – № 7. – С. 80–89.

155. Табаровский Л.А. Теория магнитоэлектрического каротажа / Л.А. Табаровский, Ю.А. Дашевский // Электромагнитные методы исследования скважин. – Новосибирск: Наука, 1979. – С. 141–190.
156. Табаровский Л.А. Оценка разрешающей способности электромагнитных методов и подавление помех в системах многократного наблюдения (теория, алгоритмы, программы) / Л.А. Табаровский, М.И. Эпов, О.Г. Сосунов. – Новосибирск: препринт ИГиГ СО АН СССР, 1985. – № 7. – 48 с.
157. Табаровский Л.А. Оценка разрешающей способности электромагнитных методов / Л.А. Табаровский, М.И. Эпов // Геология и геофизика. – 2006. – Т. 47. – № 5. – С. 568–578.
158. Телеметрические системы каротажа: программно-методическое обеспечение в процессе бурения наклонного-горизонтальных скважин / В.Н. Глинских, М.Н. Никитенко [и др.] // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2017. – № 10. – С. 42–49.
159. Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ: методическое руководство / под ред. М.И. Эпова, Ю.Н. Антонова / сост.: И.Н. Ельцов, ..., М.Н. Никитенко [и др.]. – Новосибирск: НИЦ ОИГГМ СО РАН, 2000. – 121 с.
160. Тихонов А.Н. О становлении электрического тока в неоднородной среде / А.Н. Тихонов, О.А. Скугаревская // Известия АН СССР. Серия географическая и геофизическая. – 1950. – Т. 14. – № 4. – С. 281–293.
161. Тихонов А.Н. Методы решения некорректных задач / А.Н. Тихонов, В.Я. Арсенин. – М.: Наука, 1974. – 223 с.
162. Ульянов В.Н. Экспресс-интерпретация данных ВИКИЗ / В.Н. Ульянов // всероссийская научно-практическая конференция «Состояние и пути развития высокочастотного электромагнитного каротажа» (Новосибирск, 27–30 апреля 1998 г.): материалы конференции. – Новосибирск, 1998. – С. 61–62.

163. Ульянов В.Н. Характеристики пространственного разрешения зондов ВИКИЗ / В.Н. Ульянов, М.И. Эпов // всероссийская научно-практическая конференция «Пути развития и повышения эффективности электрических и электромагнитных методов изучения нефтегазовых скважин» (Новосибирск, 27–30 сентября 1999 г.): материалы конференции. – Новосибирск, 1999. – С. 196–211.
164. Устройство для регистрации характеристик электромагнитного поля с использованием тороидальных катушек / М.И. Эпов, ..., М.Н. Никитенко // Пат. Рос. Федерация № 2578774, опубл. 27.03.2016.
165. Химмельблау Д. Прикладное нелинейное программирование / Д. Химмельблау. – М.: Мир, 1975. – 536 с.
166. Чаадаев Е.В. Опыт определения электрических параметров коллекторов в неоднородных разрезах / Е.В. Чаадаев, И.П. Бриченко, В.А. Пантюхин // Использование материалов геофизических исследований скважин при комплексной интерпретации и подсчете запасов нефти и газа. – М.: Недра, 1986. – С. 44–50.
167. Численная инверсия комплекса данных электрометрии в наклонно-горизонтальных скважинах [Электронный ресурс] / М.Н. Никитенко [и др.] // 18-я научно-практическая конференция по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «Геомодель – 2016» (Геленджик, 12–15 сентября 2016 г.): расширенные тезисы. – Статья Тп 02 01.
168. Численное моделирование и анализ сигналов электромагнитного каротажа в процессе бурения / М.И. Эпов, М.Н. Никитенко [и др.] // Каротажник. – 2014. – Вып. 245. – С.29–42.
169. Численное моделирование и инверсия данных электромагнитного каротажа в процессе бурения и шаблонирования нефтегазовых скважин / М.И. Эпов, ..., М.Н. Никитенко [и др.] // Геология и геофизика. – 2015. – Т. 56. – № 8. – С. 1520–1529.

170. Эволюция зоны проникновения по данным электромагнитного каротажа и гидродинамического моделирования / М.И. Эпов [и др.] // Геология и геофизика. – 2004. – Т. 45. – № 8. – С. 1031–1042.
171. Электромагнитное зондирование флюидонасыщенного слоистого коллектора наносекундными импульсами / М.И. Эпов [и др.] // Геология и геофизика. – 2007. – Т. 48. – № 12. – С. 1357–1365.
172. Электромагнитный зонд для каротажа в нефтегазовых скважинах / М.И. Эпов [и др.] // Пат. Рос. Федерация № 2583867, опубл. 10.05.2016.
173. Эпов М.И. Электромагнитный каротаж: моделирование и инверсия / М.И. Эпов, В.Н. Глинских. – Новосибирск: Гео, 2005. – 98 с.
174. Эпов М.И. Прямые и обратные задачи индуктивной геоэлектрики в одномерных средах / М.И. Эпов, И.Н. Ельцов. – Новосибирск: ОИГГиМ, 1992. – 31 с.
175. Эпов М.И. Выделение пластов в терригенном разрезе по данным ВИКИЗ / М.И. Эпов, И.Н. Ельцов, А.Ю. Соболев // Каротажник. – 1999. – Вып. 57. – С. 58–69.
176. Эпов М.И. Метрологическое обеспечение аппаратуры электромагнитного каротажа / М.И. Эпов, С.С. Жмаев, В.Н. Ульянов // Каротажник. – 1997. – Вып. 34. – С. 101–112.
177. Эпов М.И. Система одномерной интерпретации данных высокочастотных индукционных каротажных зондирований / М.И. Эпов, М.Н. Никитенко // Геология и геофизика. – 1993. – Т. 34. – № 2. – С. 124–130.
178. Эпов М.И. Об инверсии диаграмм ВИКИЗ в контрастных тонкослоистых коллекторах, вскрытых пологими скважинами / М.И. Эпов, М.Н. Никитенко, К.В. Сухорукова // Каротажник. – 2006. – Вып. 147. – С. 84–100.
179. Эпов М.И. Диэлектрическая температурная модель влажных нефтесодержащих пород в диапазоне частот от 0.5 до 15 ГГц / М.И. Эпов,

- И.В. Савин, В.Л. Миронов // Геология и геофизика. – 2012. – Т. 53. – № 11. – С. 1641–1627.
180. Эпов М.И. Оценка параметров тонкослоистых коллекторов по данным ВИКИЗ в горизонтальных скважинах / М.И. Эпов, К.В. Сухорукова, М.Н. Никитенко // Геология и геофизика. – 1998. – Т. 39. – № 11. – С. 134–140.
181. Эпов М.И. Оценка электрической анизотропии по диаграммам ВИКИЗ / М.И. Эпов, К.В. Сухорукова, М.Н. Никитенко // Каротажник. – 1999. – Вып. 54. – С. 17–29.
182. Эпов М.И. Электрические и электромагнитные каротажные зондирования в реалистичных моделях нефтегазовых коллекторов: численное моделирование и интерпретация / М.И. Эпов, К.В. Сухорукова // Геофизический журнал. – 2012. – № 4. – С. 5–15.
183. Эпов М.И. Способ измерения удельной электропроводности и электрической макроанизотропии горных пород / М.И. Эпов, В.Н. Глинских, М.Н. Никитенко // Пат. Рос. Федерация № 2525149, опубли. 10.08.2014.
184. Эпов М.И. Оценка характеристик пространственного разрешения систем индукционного и высокочастотного электромагнитного каротажа в терригенных разрезах Западной Сибири / М.И. Эпов, В.Н. Глинских, В.Н. Ульянов // Каротажник. – 2001. – Вып. 81. – С. 19–57.
185. Эпов М.И. Электромагнитная дефектоскопия обсадных колонн нефтегазовых скважин / М.И. Эпов, Г.М. Морозова, Е.Ю. Антонов. – Новосибирск: Гео, 2002. – 104 с.
186. Эпов М.И. Математическое обоснование нового электромагнитного зонда с тороидальными катушками для высокоразрешающего каротажа нефтегазовых скважин / М.И. Эпов, М.Н. Никитенко, В.Н. Глинских // Вестник НГУ: Информационные технологии. – 2018. – Т. 16. – № 1. – С. 113–129.

187. Эпов М.И. Прямое трехмерное моделирование векторного поля для задач электромагнитного каротажа / М.И. Эпов, Э.П. Шурина, О.В. Нечаев // Геология и геофизика. – 2007. – Т. 48. – № 9. – С. 989–995.
188. Яновская Т.Б. Обратные задачи геофизики / Т.Б. Яновская, Л.Н. Порохова. – СПб: Изд-во Санкт-Петербургского университета, 2004. – 214 с.
189. 2.5-D modeling in electromagnetic methods of geophysics / L. Tabarovsky [et al.] // Journal of Applied Geophysics. – 1996. – Vol. 35. – Iss. 4. – P. 261–284.
190. A deep-resistivity logging-while-drilling device for proactive geosteering [Электронный ресурс] / J. Seydoux [et al.] // The Offshore Technology Conference (Houston, Texas, USA, May 5–8, 2003): proceedings. – Houston, 2003. – Document ID: OTC-15126-MS.
191. A modern microwave formation evaluation sensor and its applications in reservoir evaluation [Электронный ресурс] / M. Bittar [et al.] // The SPWLA 51th Annual Logging Symposium (Perth, Australia, June 19–23, 2010): transactions. – Perth, 2010. – Document ID: SPWLA-2010-13229.
192. A new, fully digital, full-spectrum induction device for determining accurate resistivity with enhanced diagnostics and data integrity verification [Электронный ресурс] / D.R. Beard [et al.] // The SPWLA 37th Annual Logging Symposium (New Orleans, Louisiana, USA, June 16–19, 1996): transactions. – New Orleans, 1996. – Document ID: SPWLA-1996-B.
193. A new multicomponent induction logging tool for evaluating electrically anisotropic reservoirs / L. Yu [et al.] // First Break. – 2000. – Vol. 18. – No. 12. – P. 511–519.
194. A new multicomponent induction logging tool to resolve anisotropic formations [Электронный ресурс] / B. Kriegshäuser [et al.] // The SPWLA 41st Annual Logging Symposium (Dallas, Texas, USA, June 4–7, 2000): transactions. – Dallas, 2000. – Document ID: SPWLA-2000-D.

195. A petrophysics-based resolution-enhancement technique for array-type induction logs [Электронный ресурс] / J. Xiao [et al.] // The SPWLA 39th Annual Logging Symposium (Keystone, Colorado, USA, May 26–29, 1998): transactions. – Keystone, 1998. – Document ID: SPWLA-1998-XX.
196. Accurate wellbore placement using a novel extra deep resistivity service [Электронный ресурс] / T. Helgesen [et al.] // The SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition (Madrid, Spain, June 13–16, 2005): proceedings. – Madrid, 2005. – Document ID: SPE-94378-MS.
197. Advanced inversion techniques for multicomponent induction log data [Электронный ресурс] / B. Kriegshäuser [et al.] // The 2000 SEG Annual Meeting (Calgary, Alberta, Canada, August 6–11, 2000): expanded abstracts. – Calgary, 2000. – Document ID: SEG-2000-1810.
198. Advances in high frequency dielectric logging [Электронный ресурс] / R. Rau [et al.] // The SPWLA 32nd Annual Logging Symposium (Midland, Texas, USA, June 16–19, 1991): transactions. – Midland, 1991. – Document ID: SPWLA-1991-S.
199. Anderson B. The interpretation and inversion of fully triaxial induction data; a sensitivity study [Электронный ресурс] / B. Anderson, T. Barber, T. Habashy // The SPWLA 43rd Annual Logging Symposium (Oiso, Japan, June 2–5, 2002): transactions. – Oiso, 2002. – Document ID: SPWLA-2002-O.
200. Anderson B.I. The response of induction tools to dipping, anisotropic formations [Электронный ресурс] / B.I. Anderson, T.D. Barber, M.G. Lüling // The SPWLA 36th Annual Logging Symposium (Paris, France, June 26–29, 1995): transactions. – Paris, 1995. – Document ID: SPWLA-1995-D.
201. Anderson B. Transient response of some borehole mandrel tools / B. Anderson, W.C. Chew // Geophysics. – 1989. – Vol. 54. – No. 2. – P. 216–224.
202. Anderson B. Effects of dipping beds on the response of induction tools [Электронный ресурс] / B. Anderson, K.A. Safinya, T. Habashy // The SPE Annual Technical Conference and Exhibition (New Orleans, Louisiana, USA,

- October 5–8, 1986): proceedings. – New Orleans, 1986. – Document ID: SPE-15488-PA.
203. Archie G.E. The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics / G.E. Archie // *Tran. AIME.* – 1942. – Vol. 146. – No. 1. – P. 54–62.
204. Arps J.J. Inductive resistivity guard logging apparatus including toroidal coils mounted on a conductive stem / J.J. Arps // US Patent No. 3305771, publ. February 21, 1967.
205. Banning E. System and method for locating an anomaly ahead of a drill bit / E. Banning, T. Hagivara, R. Ostermeier // US Patent No. 7538555, publ. May 26, 2009.
206. Barber T.D. Induction vertical resolution enhancement – physics and limitations [Электронный ресурс] / T.D. Barber // *The SPWLA 39th Annual Logging Symposium (San Antonio, Texas, USA, June 5–8, 1988): transactions.* – San Antonio, 1988. – Document ID: SPWLA-1988-O.
207. Bespalov A. FEMAX – software for simulation of magnetic induction tools in vertical wells [Электронный ресурс] / A. Bespalov // *The 2002 SEG Annual Meeting (Salt Lake City, Utah, USA, October 6–11, 2002): expanded abstracts.* – Salt Lake City, 2002. – Document ID: SEG-2002-0708.
208. Bespalov A. Deep resistivity transient method for MWD application using asymptotic filtering / A. Bespalov, M. Rabinovich, L. Tabarovsky // US Patent No. 7027922, publ. April 11, 2006.
209. Bespalov A. Mathematical modeling and numerical methods for induction logging applications / A. Bespalov, Y.A. Kuznetsov, L. Tabarovsky // *Mathematical and Numerical Aspects of Wave Propagation. WAVES 2003.* – Berlin, Heidelberg: Springer, 2003. – P. 32–38.
210. Borghi M. LWD and WLL resistivity modelling and time-lapse comparison to support the operational decision process in a complex environment [Электронный ресурс] / M. Borghi, M. Galli, C. Boeri // *The SPWLA 46th*

- Annual Logging Symposium (New Orleans, Louisiana, USA, June 26–29, 2005): transactions. – New Orleans, 2005. – Document ID: SPWLA-2005-E.
211. Commer M. New advances in three-dimensional controlled-source electromagnetic inversion / M. Commer, G Newman // *Geophysical Journal International*. – 2008. – Vol. 172. – No. 2. – P. 513–535.
212. Comparison of resolution power of frequency and time domain measurements in reservoir navigation [Электронный ресурс] / E. Onegova, M. Nikitenko [et al.] // *The 12th Scientific-Practical Conference on the Problems of Integrated Interpretation of Geological and Geophysical Data During Geological Modeling of Hydrocarbon Deposits (Gelendzhik, September 13–17, 2010): extended abstracts*. – Gelendzhik, 2010. – Document ID: 188-00094.
213. Compression of Downhole Data [Электронный ресурс] / G. Bernasconi [et al.] // *The SPE/IADC Drilling Conference (Amsterdam, Holland, March 9–11, 1999): proceedings*. – Amsterdam, 1999. – Document ID: SPE-52806-MS.
214. Cox P.T. Development and testing of the Texaco dielectric log [Электронный ресурс] / P.T. Cox, W.F. Warren // *The SPWLA 24th Annual Logging Symposium (Calgary, Alberta, Canada, June 27–30, 1983): transactions*. – Calgary, 1983. – Document ID: SPWLA-1983-H.
215. Determination of relative angles and anisotropic resistivity using multicomponent induction logging data / Zh. Zhang [et al.] // *Geophysics*. – 2004. – Vol. 69. – No. 4. – P. 898–908.
216. Determination of structural dip and azimuth from LWD azimuthal propagation resistivity measurements in anisotropic formations [Электронный ресурс] / S. Fang [et al.] // *The SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Denver, Colorado, USA, September 21–24, 2008): proceedings*. – Document ID: SPE-116123-MS.
217. Development of LWD high-frequency resistivity tool [Электронный ресурс] / M.N. Nikitenko [et al.] // *The 6th Saint Petersburg International Conference and*

- Exhibition (Saint Petersburg, April 7–10, 2014): extended abstracts. – Saint Petersburg, 2014. – Document ID: Th D 05.
218. Dielectric dispersion: a new wireline petrophysical measurement [Электронный ресурс] / M. Hizem [et al.] // The SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Denver, Colorado, USA, September 21–24, 2008): proceedings. – Document ID: SPE-116130-MS.
219. Dielectric mixing laws for fully and partially saturated carbonate rocks [Электронный ресурс] / N. Seleznev [et al.] // The SPWLA 45th Annual Logging Symposium (Noordwijk, the Netherlands, June 6–9, 2004): transactions. – Noordwijk, 2004. – Document ID: SPWLA-2004-CCC.
220. DPCM compression for real-time logging while drilling data / Y. Zhang [et al.] // Journal of Software. – 2010. – Vol. 5. – No. 3. – P. 280–287.
221. Effect of fractures on multi-component and multi-array induction logs / M. Rabinovich [et al.] // The SPWLA 45th Annual Logging Symposium (Noordwijk, the Netherlands, June 6–9, 2004): transactions. – Noordwijk, 2004. – Document ID: SPWLA-2004-UU.
222. Effects of mandrel, borehole, and invasion for tilt-coil antennas / T. Hagiwara [et al.] // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2005. – Vol. 8. – No. 3. – P. 255–263.
223. Effective electromagnetic log data interpretation in realistic reservoir models / M.I. Epov, ..., M.N. Nikitenko [et al.] // Open Journal of Geology. – 2013. – Vol. 3. – No. 2B. – P. 81–86.
224. Effective inversion of electromagnetic and electric logging data from vertical and horizontal oil and gas wells [Электронный ресурс] / M.N. Nikitenko [et al.] // The 78th EAGE Conference & Exhibition (Vienna, Austria, May 30–June 2, 2016): extended abstracts. – Vienna, 2016. – Document ID: Tu STZ2 09.
225. Electromagnetic sounding in deviated and horizontal wells: mathematical modeling and real data interpretation [Электронный ресурс] / M.I. Epov, ..., M.N. Nikitenko [et al.] // The SPE Russian Oil & Gas Exploration and Production

- Technical Conference and Exhibition (Moscow, October 16–18, 2012): proceedings. – Moscow, 2012. – Document ID: SPE-162034-MS.
226. Electromagnetic tool for high-resolution logging: theoretical and experimental studies [Электронный ресурс] / М.И. Епов, ..., М.Н. Nikitenko [et al.] // The SPE Russian Petroleum Technology Conference (Moscow, October 16–18, 2017): proceedings. – Moscow, 2017. – Document ID: SPE-187904-MS.
227. EMF Pro v2 / М.А. Байкова, ..., М.Н. Никитенко [и др.] // Свид-во о гос. регистрации программы для ЭВМ № 2015616521, опубли. 11.06.2015.
228. Enhanced evaluation of low-resistivity reservoirs using multicomponent induction log data / L. Yu [et al.] // *Petrophysics*. – 2001. – Vol. 42. – No. 6. – P. 611–623.
229. Епов М.И. Integrated resistivity and invasion model of invaded zone / М.И. Епов, I.N. Yeltsov, A.A. Kashevarov // *Petrophysics*. – 2004. – Vol. 45. – No. 2. – P. 198.
230. Evaluation of parameter uncertainty utilizing resolution analysis in reservoir navigation increases the degree of accuracy and confidence in well-bore placement [Электронный ресурс] / G. Nardi, ..., M. Nikitenko [et al.] // The SPWLA 51st Annual Logging Symposium (Perth, Australia, June 19–23, 2010): transactions. – Perth, 2010. – Document ID: SPWLA-2010-78038.
231. Evaluation of resistivity anisotropy and formation dip from directional electromagnetic tools while drilling [Электронный ресурс] / K. Sun [et al.] // The SPWLA 51st Annual Logging Symposium (Perth, Australia, June 19–23, 2010): transactions. – Perth, 2010. – Document ID: SPWLA-2010-26011.
232. Fast 2D inversion of large borehole EM induction data sets with an efficient Fréchet-derivative approximation / G.L. Wang [et al.] // *Geophysics*. – 2009. – Vol. 74. – No. 1. – P. E75–E91.
233. Field test of an experimental fully triaxial induction tool [Электронный ресурс] / R. Rosthal [et al.] // The SPWLA 44th Annual Logging Symposium (Galveston, Texas, USA, June 25–25, 2003): transactions. – Galveston, 2003. – Document ID: SPWLA-2003-QQ.

234. Formation evaluation via 2D processing of induction and galvanic logging data using high-performance computing [Электронный ресурс] / M.N. Nikitenko [et al.] // The 77th EAGE Conference & Exhibition (Madrid, Spain, June 1–4, 2015): extended abstracts. – Madrid, 2015. – Document ID: Tu N107 15.
235. Formation properties derived from a multi-frequency dielectric measurement [Электронный ресурс] / N. Seleznev [et al.] // The SPWLA 47th Annual Logging Symposium (Veracruz, Mexico, June 4–7, 2006): transactions. – Veracruz, 2006. – Document ID: SPWLA-2006-VVV.
236. Garrouch A.A. A classification model for rock typing using dielectric permittivity and petrophysical data / A.A. Garrouch, E.M. Alsafran, K.F. Garrouch // Journal of Geophysics and Engineering. – 2009. – Vol. 6. – No. 3. – P. 311–323.
237. Geosteering using deep resistivity images from azimuthal and multiple propagation resistivity [Электронный ресурс] / W.D. Kennedy [et al.] // The SPWLA 50th Annual Logging Symposium (The Woodlands, Texas, USA, June 21–24, 2009): transactions. – The Woodlands, 2009. – Document ID: SPWLA-2009-64467.
238. Gianzero S. Method and apparatus using one or more toroids to measure electrical anisotropy / S. Gianzero, M. Bittar // US Patent No. 7227363, publ. June 5, 2007.
239. Gianzero S. Determining the invasion near the bit with the M.W.D. toroid sonde [Электронный ресурс] / S. Gianzero, R. Chemali, S. Su // The SPWLA 27th Annual Logging Symposium (Houston, Texas, USA, June 9–13, 1986): transactions. – Houston, 1986. – Document ID: SPWLA-1986-W.
240. Graciet S., Shen L.C. Simulation of induction and MWD resistivity tools in anisotropic dipping beds [Электронный ресурс] / S. Graciet, L.C. Shen // The SPWLA 38th Annual Logging Symposium (Houston, Texas, USA, June 15–18, 1997): transactions. – Houston, 1997. – Document ID: SPWLA-1997-M.

241. Guan L. Review of the application of wavelet analysis in the petroleum industry [Электронный ресурс] / L. Guan, Y. Du // The Canadian International Petroleum Conference (Calgary, Alberta, Canada, June 8–10, 2004): proceedings. – Calgary, 2004. – Document ID: PETSOC-2004-190.
242. Haber E. Inversion of 3D electromagnetic data in frequency and time domain using an inexact all-at-once approach / E. Haber, U.M. Ascher, D.W. Oldenburg // *Geophysics*. – 2004. – Vol. 69. – No. 5. – P. 1216–1228.
243. Hagiwara T. A new method to determine horizontal-resistivity in anisotropic formations without prior knowledge of relative dip [Электронный ресурс] / T. Hagiwara // The SPWLA 37th Annual Logging Symposium (New Orleans, Louisiana, USA, June 16–19, 1996): transactions. – New Orleans, 1996. – Document ID: SPWLA-1996-Q.
244. Hardman R.H. Theory of induction sonde in dipping beds / R.H. Hardman, L.C. Shen // *Geophysics*. – 1986. – Vol. 51. – No. 3. – P. 800–809.
245. Hsu K. Systems and methods for well data compression / K. Hsu, J.J. Pop // US Patent No. 7805247, publ. September 28, 2010.
246. Identifying potential gas-producing shales from large dielectric permittivities measured by induction quadrature signals [Электронный ресурс] / B. Anderson [et al.] // The SPWLA 49th Annual Logging Symposium (Edinburgh, Scotland, May 25–28, 2008): transactions. – Edinburgh, 2008. – Document ID: SPWLA-2008-НННН.
247. Impact of multicomponent induction technology on a deepwater turbidite sand hydrocarbon saturation evaluation [Электронный ресурс] / R. Mollison [et al.] // The SPWLA 42nd Annual Logging Symposium (Houston, Texas, USA, June 17–20, 2001): transactions. – Houston, 2001. – Document ID: SPWLA-2001-T.
248. Interpretation of induction logging data in horizontal wells [Электронный ресурс] / M. Rabinovich [et al.] // The SPWLA 41st Annual Logging Symposium (Dallas, Texas, USA, June 4–7, 2000): transactions. – Dallas, 2000. – Document ID: SPWLA-2000-AAA.

249. Itskovich G. Downhole transient resistivity measurements / G. Itskovich // US Patent No. 9857499, publ. January 2, 2018.
250. Itskovich G. Hybrid image of earth formation based on transient electromagnetic measurements / G. Itskovich, F. Lee, M. Nikitenko // US Patent No. 10139517, publ. November 27, 2018.
251. Itskovich G. Fast inversion of MWD transient EM data excited by a pulse of an arbitrary shape / G. Itskovich, M. Nikitenko // US Patent No. 9562990, publ. February 7, 2017.
252. Jensen J.L. Tornado chart sensitivity analysis [Электронный ресурс] / J.L. Jensen, M.L. Gartner // The SPWLA 24th Annual Logging Symposium (Calgary, Alberta, Canada, June 27–30, 1983): transactions. – Calgary, 1983. – Document ID: SPWLA-1983-N.
253. Joint 2D inversion of induction and galvanic borehole sounding data when logging hydrocarbon reservoirs [Электронный ресурс] / I.V. Mikhaylov, ..., M.N. Nikitenko [et al.] // The 7th Saint Petersburg International Conference and Exhibition (Saint Petersburg, April 11–14, 2016): extended abstracts. – Saint Petersburg, 2016. – Document ID: We P 05.
254. Kisra S. Data compression methods and systems / S. Kisra, H.-P. Valero // US Patent No. 7107153, publ. September 12, 2006.
255. Kouchmeshky B. Validating mixing models for dielectric logging [Электронный ресурс] / B. Kouchmeshky, O. Fanini, M. Nikitenko // The SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition (Moscow, October 24–26, 2016): proceedings. – Moscow, 2016. – Document ID: SPE-182096-MS.
256. Li Q. Data compression method for use in wellbore and formation characterization / Q. Li, J. Lowell, M. Fredette // US Patent No. 6405136, publ. June 11, 2002.
257. Loran P.-J. Approximation and optimization / P.-J. Loran. – Moscow: Mir, 1975. – 496 p.
258. LWD/MWD resistivity tool parameters [Электронный ресурс] / comp. by: J. Zhou // SPWLA Resistivity SIG Survey. – April 2009.

259. Methods of transient EM data compression / M. Nikitenko [et al.] // US Patent No. 9617846, publ. April 11, 2017.
260. Meyer W.H. Deconvolution of invaded-bed induction problems [Электронный ресурс] / W.H. Meyer // The SPWLA 28th Annual Logging Symposium (London, England, June 29–July 2, 1987): transactions. – London, 1987. – Document ID: SPWLA-1987-P.
261. Meyer W.H. Multi-parameter propagation resistivity interpretation [Электронный ресурс] / W.H. Meyer // The SPWLA 38th Annual Logging Symposium (Houston, Texas, USA, June 15–18, 1997): transactions. – Houston, 1997. – Document ID: SPWLA-1997-GG.
262. Meyer W.H. Geosteering with a combination of extra deep and azimuthal resistivity tools [Электронный ресурс] / W.H. Meyer, E. Hart, K. Jensen // The SPE Annual Conference and Exhibition (Denver, Colorado, USA, September 21–24, 2008): proceedings. – Denver, 2008. – Document ID: SPE-115675-MS.
263. Moore R. Logging while drilling tool for obtaining azimuthally sensitive formation resistivity measurements / R. Moore // US Patent No. 7557582, publ. July 7, 2009.
264. Moran J.H. Basic theory of induction logging and application to study of two-coil sondes / J.H. Moran, K.S. Kunz // Geophysics. – 1962. – Vol. 27. – No. 6. – P. 829–858.
265. New borehole transient electromagnetic system for reservoir monitoring / S. Dutta [et al.] // Petrophysics. – 2012. – Vol. 53. – No. 3. – P. 222–232.
266. New directional electromagnetic tool for proactive geosteering and accurate formation evaluation while drilling [Электронный ресурс] / Q. Li [et al.] // The SPWLA 46th Annual Logging Symposium (New Orleans, Louisiana, USA, June 26–29, 2005): transactions. – New Orleans, 2005. – Document ID: SPWLA-2005-UU.
267. New software for processing of LWD extradeep resistivity and azimuthal resistivity data / M.V. Sviridov, ..., M. Nikitenko [et al.] // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2014. – Vol. 17. – № 2. – P. 109–127.

268. Nikitenko M. Induction tool for detail evaluation of near borehole zone / M. Nikitenko, L. Tabarovsky, M. Epov // US Patent No. 7567869, publ. July 28, 2009.
269. Nikitenko M. Late time rotation processing of multi-component transient EM data for formation dip and azimuth / M. Nikitenko, M. Rabinovich, M. Sviridov // US Patent Application No. 14539014, publ. May 14, 2015.
270. Nikitenko M. Fast electromagnetic modeling in cylindrically layered media excited by eccentric magnetic dipole / M. Nikitenko, G. Itskovich, A. Seryakov // Radio Science. – 2016. – Vol. 51. – Iss. 6. – P. 573–588.
271. Nikitenko M. Apparatus and method for downhole transient resistivity measurement and inversion / M. Nikitenko // US Patent No. 9841527, publ. December 12, 2017.
272. Nikitenko M. Correcting shale volume and measuring anisotropy in invaded zone / M. Nikitenko, L. Tabarovsky // US Patent No. 10495780, publ. December 3, 2019.
273. NMR echo train compression using only NMR signal matrix multiplication to provide a lower transmission bit parametric representation from which estimate values of earth formation properties are obtained / M. Hamdan [et al.] / US Patent No. 7821260, publ. October 26, 2010.
274. Observation of large dielectric effects on induction logs, or, can source rocks be detected with induction measurements [Электронный ресурс] / B. Anderson [et al.] // The SPWLA 47th Annual Logging Symposium (Veracruz, Mexico, June 4–7, 2006): transactions. – Veracruz, 2006. – Document ID: SPWLA-2006-000.
275. Observations of large dielectric effects on LWD propagation-resistivity logs [Электронный ресурс] / B. Anderson [et al.] // The SPWLA 48th Annual Logging Symposium (Austin, Texas, USA, June 3–6, 2007): transactions. – Austin, 2007. – Document ID: SPWLA-2007-BB.
276. Principles of tensor induction well logging in a deviated well in an anisotropic medium [Электронный ресурс] / M.S. Zhdanov [et al.] // The SPWLA 42st

- Annual Logging Symposium (Houston, Texas, June 17–20, 2001): transactions. – Houston, 2001. – Document ID: SPWLA-2001-R.
277. Processing multi-component induction data for formation dip and azimuth in anisotropic formations [Электронный ресурс] / М. Rabinovich [et al.] // The SPWLA 46th Annual Logging Symposium (New Orleans, Louisiana, USA, June 26–29, 2005): transactions. – New Orleans, 2005. – Document ID: SPWLA-2005-XX.
278. Rabinovich M. Enhanced anisotropy from joint processing of multi-component and multi-array induction tools [Электронный ресурс] / М. Rabinovich, L. Tabarovsky // The SPWLA 42nd Annual Logging Symposium (Houston, Texas, USA, June 17–20, 2001): transactions. – Houston, 2001. – Document ID: SPWLA-2001-HH.
279. Real-time formation imaging, dip, and azimuth while drilling from compensated deep directional resistivity [Электронный ресурс] / T. Wang [et al.] // The SPWLA 48th Annual Logging Symposium (Austin, Texas, USA, June 3–6, 2007): transactions. – Austin, 2007. – Document ID: SPWLA-2007-NNN.
280. Real-time interpretation of formation structure from directional measurements [Электронный ресурс] / D. Omeragic [et al.] // The SPWLA 47th Annual Logging Symposium (Veracruz, Mexico, June 4–7, 2006): transactions. – Veracruz, 2006. – Document ID: SPWLA-2006-SSS.
281. Redwine F.H. Formation resistivity measurement while drilling, utilizing physical conditions representative of the signals from a toroidal coil located adjacent the drilling bit / F.H. Redwine, W.F. Osborn // US Patent No. 3408561, publ. October 29, 1968.
282. Sensitivity study and inversion of the fully-triaxial induction logging in cross-bedded anisotropic formation [Электронный ресурс] / H. Wang [et al.] // The 2008 SEG Annual Meeting (Las Vegas, Nevada, USA, November 9–14, 2008): expanded abstracts. – Las Vegas, 2008. – Document ID: SEG-2008-0284.

283. Simultaneous determination of relative angles and anisotropic resistivity using multicomponent induction logging data [Электронный ресурс] / Z. Zhang [et al.] // The SPWLA 42nd Annual Logging Symposium (Houston, Texas, USA, June 17–20, 2001): transactions. – Houston, 2001. – Document ID: SPWLA-2001-Q.
284. Software and mathematical apparatus for induction logging data processing in vertical wells [Электронный ресурс] / P.A. Domnikov, ..., M. G. Persova [et al.] // The 9th Saint Petersburg International Geological and Geophysical Conference (Saint Petersburg, November 16–19, 2020): extended abstracts. – Saint Petersburg, 2020. – P. 1–5.
285. Tabarovsky L.A. Real time 2D inversion of induction logging data / L.A. Tabarovsky, M.B. Rabinovich // Journal of Applied Geophysics. – 1998. – Vol. 38. – Iss. 4. – P. 251–275.
286. Tabarovsky L.A. Determination of formation anisotropy using multi-frequency processing of induction measurements with transverse induction coils / L.A. Tabarovsky, M.B. Rabinovich // US Patent No. 6574562, publ. June 3, 2003.
287. Tabarovsky L. Geosteering in anisotropic formations using multicomponent induction measurements // L. Tabarovsky, M. Rabinovich // US Patent No. 7269515, publ. March 4, 2005.
288. Thadani S.G. Propagated geometric factors in induction logging [Электронный ресурс] / S.G. Thadani, H.E. Hall // The SPWLA 22nd Annual Logging Symposium (Mexico City, Mexico, June 23–26, 1981). – Mexico City, 1981. – Document ID: SPWLA-1981-WW.
289. The reduction of near zone effects on the multi-component induction logging tool [Электронный ресурс] / L. Yu [et al.] // The SPE Annual Technical Conference and Exhibition (Denver, Colorado, USA, October 5–8, 2003): proceedings. – Denver, 2003. – Document ID: SPE-84097-MS.

290. The vagaries and myths of look-around deep-resistivity measurements while drilling / M. Rabinovich [et al.] // *Petrophysics*. – 2012. – Vol. 53. – No. 2. – P. 86–101.
291. Theoretical basis of data interpretation of electromagnetic logging tool with toroidal coils [Электронный ресурс] / M.I. Eпов, M.N. Nikitenko [et al.] // The 8th Saint Petersburg International Conference and Exhibition (Saint Petersburg, April 9–12, 2018): extended abstracts. – Saint Petersburg, 2018. – Document ID: 44489.
292. Toumelin E. A new pore-scale framework for the simulation and interpretation of wide-band dielectric measurements [Электронный ресурс] / E. Toumelin, C. Torres-Verdín, N. Bona // The 19th International Symposium of the Society of Core Analysts (Toronto, Canada, August 21–25, 2005): abstracts. – Toronto, 2005. – Document ID: SCA2005-21.
293. Toumelin E. Pore-scale simulation of kHz–GHz electromagnetic dispersion of rocks: effects of rock morphology, pore connectivity, and electrical double layers [Электронный ресурс] / E. Toumelin, C. Torres-Verdín // The SPWLA 50th Annual Logging Symposium (The Woodlands, Texas, USA, June 21–24, 2009): transactions. – The Woodlands, 2009. – Document ID: SPWLA-2009-39488.
294. Transient EM for geosteering and LWD/wireline formation evaluation / M. Rabinovich [et al.] // US Patent No. 8049507, publ. November 1, 2011.
295. Understanding multicomponent induction logs in a 3-D borehole environment [Электронный ресурс] / T. Wang [et al.] // The SPWLA 42nd Annual Logging Symposium (Houston, Texas, USA, June 17–20, 2001): transactions. – Houston, 2001. – Document ID: SPWLA-2001-GG.
296. VIKIZ method for logging oil and gas boreholes / eds. M.I. Eпов, Yu. N. Antonov / comp. by: I.N. Yeltsov, ..., M.N. Nikitenko [et al.]. – Novosibirsk: Geo, 2002. – 112 p.

297. Wait J.R. Excitation of a conducting half-space by a toroidal coil / J.R. Wait // IEEE Antennas and Propagation Magazine. – 1995. – Vol. 37. – No. 4. – P. 72–74.
298. Wang H. Adaptive regularization iterative inversion of array multicomponent induction well logging datum in a horizontally stratified inhomogeneous TI formation / H. Wang // IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing. – 2011. – Vol. 49. – No. 11. – P. 4483–4492.
299. Wang T. A weak-anisotropy approximation to multicomponent induction responses in cross-bedded formations / T. Wang // Geophysics. – 2006. – Vol. 71. – No. 4. – P. F61–F66.
300. Wang T. Multicomponent induction response in a borehole environment / T. Wang, L. Yu, O. Fanini // Geophysics. – 2003. – Vol. 68. – No. 5. – P. 1510–1518.
301. Well logging apparatus having toroidal induction antenna for measuring, while drilling, resistivity of earth formations / B. Clark [et al.] // US Patent No. 5235285, publ. August 10, 1993.
302. Xiao J. Interpreting multiarray induction logs in high R_t/R_s contrast environments with an inhomogeneous background-based software focusing method [Электронный ресурс] / J. Xiao, I.M. Geldmacher // The SPWLA 40th Annual Logging Symposium (Oslo, Norway, May 30–June 3, 1999): transactions. – Oslo, 1999. – Document ID: SPWLA-1999-FFF.
303. Xiao J. Deviated-well software focusing of multiarray induction measurements [Электронный ресурс] / J. Xiao, I. Geldmacher, M. Rabinovich // The SPWLA 41st Annual Logging Symposium (Dallas, Texas, USA, June 4–7, 2000): transactions. – Dallas, 2000. – Document ID: SPWLA-2000-DDD.
304. Zhang Z.J. 1-D Inversion of triaxial induction logging in layered anisotropic formation / Z.J. Zhang, N. Yuan, R. Liu // Progress in Electromagnetics Research B. – 2012. – Vol. 44. – P. 383–403.

305. Zhdanov M.S. Fast 3D imaging from a single borehole using tensor induction logging data / M.S. Zhdanov, E. Tartaras, A. Gribenko // *Petrophysics*. – 2004. – Vol. 45. – No. 2. – P. 167–178.